

Grado Universitario en Ingeniería Mecánica

2019-2020

Trabajo Fin de Grado

“OPTIMIZACIÓN DE OPERACIÓN DE LOS RECEPTORES SOLARES DE SALES FUNDIDAS”

Álvaro Pastor Villanueva

Tutora

María de los Reyes Rodríguez Sánchez



RESUMEN

El continuo crecimiento y desarrollo de la sociedad, incentiva el consumo de energía global con las consiguientes consecuencias climatológicas que conlleva. Por este motivo, cada vez son más las medidas y compromisos de reducción de emisiones contaminantes, que promueven el desarrollo de las diferentes tecnologías de generación de energía limpia y renovable.

Dentro de los sistemas de producción de energía mediante fuentes renovables, las centrales termosolares de torre central, han cobrado importancia en los últimos años. Gracias a la incorporación de sistemas de almacenamiento, se han convertido en una de las pocas tecnologías respetuosas con el medio ambiente capaces de producir electricidad en cualquier momento del día, independientemente de las condiciones meteorológicas. Esta versatilidad permite acercarnos a un desarrollo sostenible y hacia la meta de un sistema completamente impulsado por energías renovables.

El presente trabajo lleva a cabo un estudio del comportamiento de los receptores solares de una central solar térmica de torre central en función de su capacidad de almacenamiento de sales fundidas. Para ello, se ha realizado la simulación de tres centrales con diferentes capacidades de almacenamiento utilizando el software SAM (System Advisor Model). Tras la simulación, se ha analizado el daño sufrido por los receptores en un tiempo de vida útil estimado, y se ha obtenido el tiempo de vida de los mismos bajo las condiciones de diseño. El proceso numérico ha sido desarrollado con el programa informático Matlab.

Finalmente, se ha realizado un análisis económico de la rentabilidad de los tres diseños propuestos.

ABSTRACT

The continuous growth and development of society encourages the consumption of global energy, with the consequent climatic consequences that it entails. For this reason, there is increasing number of measures and commitments to reduce pollutant emissions, which encourage the development of different technologies for the generation of clean and renewable energy.

Within renewable energy production systems, central tower solar thermal power plants have gained importance in recent years. Thanks to the incorporation of storage systems, they have become one of the few environmentally friendly technologies capable of producing electricity at any time of the day, regardless of weather conditions. This versatility allows us to move closer to sustainable development, and towards the goal of a system completely driven by renewable energies.

This current work carries out a study of the behaviour of the solar receivers of a solar thermal power plant of central tower according to their storage capacity of molten salts. In order to do this, we have simulated three power plants with different storage capacities using the SAM (System Advisor Model) software. After the simulation, the damage suffered by the receivers in an estimated useful life time has been analysed, and the lifetime of the receivers has been obtained under the design conditions. The numerical process has been developed with the Matlab software.

Finally, an economic analysis of the profitability of the three proposed designs has been accomplished.

AGRADECIMIENTOS

Deseo expresar mi agradecimiento hacia a todas aquellas personas que me han acompañado a lo largo de mi camino y que me hacen ser lo que soy, dedicándoles este trabajo. A mi familia, que siempre me ha apoyado incondicionalmente y ha hecho todo lo posible por mi formación, transmitiéndome los valores que a día de hoy defiende. A mis amigos, a los que siempre estuvieron y a los que fueron llegando durante este proceso, que me han regalado momentos inolvidables. A mis compañeros de universidad, que juntos hemos conseguido nuestro objetivo. A Brigith, por estar a mi lado en todo momento y hacer de mí una mejor persona cada día.

Por último, agradecer a mi tutora María de los Reyes Rodríguez Sánchez por darme la idea para realizar este proyecto y guiarme a través de él, permitiéndome profundizar y apreciar aún más esta parte de la ingeniería.

NOTA DEL AUTOR

Mi nombre es Álvaro Pastor Villanueva, con este Trabajo Final de Grado concluyo el Grado de Ingeniería Mecánica. La pasión por comprender el mundo que nos rodea, en especial la ciencia y la tecnología que permite su desarrollo, me ha permitido disfrutar y aprovechar cada uno de los momentos del grado universitario. Desde el primer instante, la ingeniería térmica despertó en mí un enorme interés, que llevó a decantarme por la temática elegida. Deseo a todos aquellos que se presten, que disfruten con la lectura del presente trabajo tanto como yo disfruté elaborándolo.

ÍNDICE

Capítulo 1 INTRODUCCIÓN	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivo.....	2
1.3. Estructura TFG.....	2
Capítulo 2 ESTADO DEL ARTE	4
2.1 La energía solar y su contexto energético	4
2.1.1. Energía solar.....	4
2.1.2. Contexto global de la energético.....	5
2.1.2.1. Uso y evolución global de la energía solar.....	9
2.1.3. Contexto energético de España	10
2.2. Energía solar térmica.....	12
2.2.1. Historia	13
2.2.2. Características	15
2.2.3. Tipos de centrales solares termoeléctricas	16
2.2.3.1. Central termosolar cilindro parabólico.....	16
2.2.3.2. Central termosolar con discos parabólicos Stirling	19
2.2.3.3. Central termosolar con reflectores lineales Fresnel.....	21
2.2.3.4. Central termosolar de Heliostatos con receptor central en torre	22
2.3. Central solar termoeléctrica de torre	25
2.3.1 Partes de una central solar termoeléctrica de torre	25
2.3.1.1. Campo de heliostatos.....	25
2.3.1.2. Torre	28
2.3.1.3. Receptor	29
2.3.1.4. Fluido caloportador	33
2.3.1.5. Sistema de almacenamiento	35
2.3.1.6. Bloque de potencia	36
2.3.1.7. Sistema de generación de vapor	37
2.3.1.8. Turbina de vapor	38
2.3.1.9. Sistema de conversión a la red	39
2.3.1.10. Generador eléctrico	39
2.3.1.11. Transformador eléctrico	40
Capítulo 3: SIMULACIÓN	41

3.1.	Localización de la planta (Ubicación y datos meteorológicos).....	41
3.2.	Parámetros de diseño y funcionamiento.....	43
3.2.1.	Parámetros de diseño.....	43
3.2.2.	Haynes 230.....	47
3.3.	Parámetros de operación	48
3.3.1.	Operación del receptor	48
3.3.2.	Operación del bloque de potencia	49
3.4.	Cálculo del tiempo de vida del receptor.....	49
3.4.1.	Cálculo de tensión elástica	49
3.4.2.	Deformaciones y desplazamientos	51
3.4.3.	Daño por fluencia	52
3.4.4.	Coefficientes mecánicos.	54
Capítulo 4: ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS		57
4.1.	Comparativa de funcionamiento y producción	57
4.1.1.	Funcionamiento del receptor	57
4.1.2.	Funcionamiento del bloque de potencia.....	61
4.1.3.	Energía producida	65
4.2.	Comparativa de operación en días significativos	66
4.3.	Daño por fluencia.....	71
4.4.	Tiempo de vida.....	78
Capítulo 5: ANÁLISIS ECONÓMICO.....		80
5.1.	Coste de inversión	80
5.2.	Pérdidas y ganancias	83
5.3.	Coste de la energía producida LCOE.....	86
Capítulo 6 CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS.....		89
6.1.	Conclusiones	89
6.2.	Trabajos futuros.....	90
ANEXO: CÓDIGO MATLAB.....		1

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Figura 2.1 Evolución global de emisiones de CO ₂ a partir del sector energético [1].....	5
Figura 2.2 Crecimiento población africana [1].....	6
Figura 2.3 Mapa mundial de radiación solar [2].	6
Figura 2.4 Consumo de energía primaria mundial 2019 [3].	7
Figura 2.5 Emisiones de CO ₂ (1990-2019) [4].	8
Figura 2.6 Evolución global de la generación de energía solar fotovoltaica [5].	9
Figura 2.7 Capacidad instalada de generación de energía (2000-2040) [1].	10
Figura 2.8 Consumo de energía en España 2018 [12].	11
Figura 2.9 Porcentaje de las diferentes fuentes de obtención de energía eléctrica en España [13].	12
Figura 2.10 Central solar térmica de torre PS10 en Sanlúcar de Mayor, Sevilla, España [14].	14
Figura 2.11 Localización de centrales solares termoeléctricas en España [15].	14
Figura 2.12 Centrales solares termoeléctricas [16].	16
Figura 2.13 Reflector cilindro-parabólico [16].	17
Figura 2.14 Esquema de una central de colectores cilíndrico-parabólicos [16].	18
Figura 2.15 Complejo termosolar Andasol, Comarca de Guadalix, Granada [18].	18
Figura 2.16 Central de discos parabólicos Stirling.....	19
Figura 2.17 Ciclo Stirling, diagrama Presión-Volumen [16].	20
Figura 2.18 Esquema reflectores lineales Fresnel [16].	21
Figura 2.19 Central de Puerto Errado 2, Calasparra, Murcia, España [19].	22
Figura 2.20 Esquema de una planta termosolar de torre [20].	23
Figura 2.21 Plantas termosolares PS10 y PS20 en Sanlúcar la Mayor, Sevilla, España [14].	24
Figura 2.22 Planta de torre central Gemasolar en Fuentes de Andalucía, en la provincia de Sevilla, España [20].	24
Figura 2.23 Heliostato de una planta termosolar de torre.	26
Figura 2.24 Diagrama de los costes de una planta termosolar de torre central.	26
Figura 2.25 Esquema del efecto coseno producido en los heliostatos [21].	27
Figura 2.26 Optimización de la distribución del campo de heliostatos realizada con el software SAM.	28
Figura 2.27 Torre de la planta Noor Energy 1, Dubái.	29

Figura 2.28 receptor externo cilíndrico de la planta Solar Two en el Desierto de Mojave, Estados Unidos y esquema de funcionamiento [22].	30
Figura 2.29 Esquema de receptor de cavidad [16].	30
Figura 2.30 Configuraciones del flujo del fluido de trabajo a través del receptor [21].	31
Figura 2.31 Esquema del funcionamiento de un receptor cilíndrico externo con 24 paneles [21].	33
Figura 2.32 Sistema de almacenaje de la planta Solar Two. Depósito frío (izquierda) y caliente (derecha) de sales fundidas [22].	35
Figura 2.33 Curvas de demanda eléctrica y electricidad producida por las plantas termosolares en un día de julio en España [26].	36
Figura 2.34 Esquema de funcionamiento del ciclo Rankine y diagrama T-S [16].	36
Figura 2.35 Sistema de generación de vapor de la planta Solar Two [22].	37
Figura 2.36 Esquema de funcionamiento del sistema de generación de vapor [22].	38
Figura 2.37 Ilustración de una turbina de vapor.	39
Figura 2.38 Esquema de los componentes de un transformador [27].	40
Figura 3.1 Mapa de la radiación solar directa en España y Portugal (kWh/m ² año) [25].	42
Figura 3.2 Irradiación solar global anual en Sevilla [28].	42
Figura 3.3 Campo de heliostatos de los tres diseños de central generado por SAM.	47
Figura 4.1 Flujo másico anual del receptor para la planta sin almacenamiento.	58
Figura 4.2 Flujo másico anual del receptor para la planta con 8 horas de almacenamiento.	59
Figura 4.3 Flujo másico anual del receptor para la planta con 16 horas de almacenamiento.	59
Figura 4.4 Gráfico tiempo de operación del flujo másico del receptor de la central sin almacenamiento.	60
Figura 4.5 Gráfico tiempo de operación del flujo másico del receptor de la central con 16 horas de almacenamiento.	61
Figura 4.6 Energía eléctrica producida en el ciclo de potencia en la planta sin almacenamiento.	62
Figura 4.7 Energía eléctrica producida en el ciclo de potencia en la planta con 16 horas de almacenamiento.	63
Figura 4.8 Representación de la energía eléctrica producida en el ciclo de potencia de la central sin almacenamiento.	64
Figura 4.9 Representación de la energía eléctrica producida en el ciclo de potencia de la central con 16 horas de almacenamiento.	64
Figura 4.10 Comparativa de la energía mensual producida de las tres centrales.	65

Figura 4.11 Comparativa del flujo másico que atraviesa el receptor en ciertos días significativos para la central sin almacenamiento.	68
Figura 4.12 Comparativa del flujo másico que atraviesa el receptor en ciertos días significativos para la central con 16 horas de almacenamiento.....	69
Figura 4.13 Comparativa de la energía eléctrica producida en el ciclo de potencia en ciertos días significativos para la central sin almacenamiento.	71
Figura 4.14 Comparativa de la energía eléctrica producida en el ciclo de potencia en ciertos días significativos para la central con 16 horas de almacenamiento.	71
Figura 4.15 Temperaturas de funcionamiento de los tubos del receptor para el AMT.	72
Figura 4.16 Vector tensión elástica.	73
Figura 4.17 Vector de deformaciones.	74
Figura 4.18 Vector de desplazamientos.....	74
Figura 4.19 Tensión elástico-plástica.	75
Figura 4.20 Tensión de relajación.	75
Figura 4.21 Tensión de fluencia para todo el receptor.	76
Figura 4.22 Gráfica comparativa de las tensiones.....	77
Figura 4.23 Daño por fluencia.....	78
Figura 5.1 Gráfica comparativa de los costes de inversión de los tres diseños.....	81
Figura 5.2. Coste de inversión central sin almacenamiento.	82
Figura 5.3. Coste de inversión central con 8 horas de almacenamiento.	82
Figura 5.4. Coste de inversión central con 16 horas de almacenamiento.....	83
Figura 5.5. Gráfica comparativa de los ingresos de las tres centrales durante su tiempo de vida estimado.	85
Figura 5.6. Gráfica comparativa de los gastos de las tres centrales durante su tiempo de vida estimado.....	85
Figura 5.7 Gráfica comparativa del beneficio neto de las tres centrales durante su tiempo de vida estimado.	86

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1 PARÁMETROS DE DISEÑO COMUNES.....	44
Tabla 3.2 PARAMETROS DE DISEÑO SIN ALMACENAMIENTO.....	45
Tabla 3.3 PARAMETROS DE DISEÑO PARA 8 HORAS DE ALMACENAMIENTO	45
Tabla 3.4 PARAMETROS DE DISEÑO PARA 16 HORAS DE ALMACENAMIENTO	46
Tabla 3.5 PARAMETROS HAYNES 230	48
Tabla 3.6 PERIODOS DE FUNCIONAMIENTO DEL RECEPTOR DURANTE UN AÑO	48
Tabla 3.7 PERIODOS DE FUNCIONAMIENTO DEL BLOQUE DE POTENCIA DURANTE UN AÑO.....	49
Tabla 3.8 COEFICIENTES DE LAS CURVAS MONÓTONA Y CÍCLICA DE TENSION-DEFORMACIÓN	55
Tabla 3.9 COEFICIENTES DE LA PARAMETRIZACIÓN M-R-M.....	55
Tabla 3.10 COEFICIENTES DEL MODELO DE BAILEY-NORTON	55
Tabla 4.1 ENERGÍA ANUAL PRODUCIDA	65
Tabla 4.2 FACTOR DE CAPACIDAD.....	66
Tabla 4.3 FLUJO MÁSSICO DEL RECEPTOR	67
Tabla 4.4 ENERGÍA ELÉCTRICA PRODUCIDA EN EL CICLO DE POTENCIA..	70
Tabla 4.5 VALORES MÁXIMOS DE LOS PARÁMETROS ELÁSTICOS	74
Tabla 4.6 VALORES DE LOS PARÁMETROS PARA MÁXIMA FLUENCIA	76
Tabla 4.7 MÁXIMO DAÑO POR FLUENCIA PARA 30 AÑOS	77
Tabla 4.8 TIEMPO DE VIDA.....	79
Tabla 5.1. COSTE DE INVERSIÓN.....	80
Tabla 5.2. PÉRDIDAS Y GANANCIAS CENTRAL SIN ALMACENAMIENTO	83
Tabla 5.3. PÉRDIDAS Y GANANCIAS CENTRAL CON 8 HORAS DE ALMACENAMIENTO	84
Tabla 5.4. PÉRDIDAS Y GANANCIAS CENTRAL CON 16 HORAS DE ALMACENAMIENTO	84
Tabla 5.5. RESUMEN VALORES LCEO	88

NOMENCLATURA

A	Constante del modelo de Bailey-Norton
AMT	Año Medio Típico
BOP	Balance Of Plant
C_{amort}	Coste de amortización
$C_{inversión}$	Coste de inversión
$C_{O\&M}$	Cote de operación y mantenimiento
Dc	Daño por fluencia
DNI	Direct Normal Irradiance
E	Módulo de elasticidad
EBIT	Earnings Before Interest and Taxes
EBITDA	Earnings Before Interest Taxes Depreciation and Amortization
EBT	Earnings Before Tax
E_{gen}	Energía generada
F	Fuerza
f_{rc}	Factor de recuperación del capital
HTF	Hight Temperature Heat Transfer Fluids
i	Tasa de interés del capital
IPC	Índice de Precios de Consumo
K	Coefficiente de la curva monótona tensión-deformación
K'	Coefficiente de la curva cíclica tensión-deformación
L	Longitud inicial
LCOE	Levelized Cost of Energy
ΔL	Incremento de longitud o desplazamiento
n	Coefficiente de la curva monótona tensión-deformación
n'	Coefficiente de la curva cíclica tensión-deformación
n_p	Número de años a los que se solicita el préstamo
n_r	Tasa de fluencia de estado estacionario
NWP	Numerical Weather Predictions
PPA	Power Purchase Agreement
Q	Energía de activación de fluencia
R	Constante de los gases ideales
S	Superficie
T_{ee}	Temperatura de la pared exterior del tubo en la cara este
t_{estab}	Tiempo de estabilización
T_{ftc}	Temperatura del fluido de transferencia de calor cara este
t_{fun}	Tiempo de funcionamiento
T_{ie}	Temperatura de la pared interior del tubo de la cara este
T_{mc}	Temperatura media de la corona en la cara este
t_R	Tiempo de rotura
t_{vida}	Tiempo de vida
Δt	Intervalo de tiempo
O&M	Operation and Maintenance
S_y	Límite de fluencia

Símbolos griegos

β_0	Coeficiente de la parametrización M-R-M
β_1	Coeficiente de la parametrización M-R-M
β_2	Coeficiente de la parametrización M-R-M
β_3	Coeficiente de la parametrización M-R-M
ε	Deformación
λ	Coeficiente de expansión térmica
σ_{creep}	Tensión de fluencia efectiva
σ_E	Tensión elástica
σ_{eq}	Tensión equivalente elástico-plástica
σ_{relaj}	Tensión de relajación
ν	Coeficiente de poisson

Capítulo 1 INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se realizará una breve presentación, se expondrán los motivos que me han impulsado a crear este trabajo, se enunciarán los objetivos que persigue y se detallará la estructura del documento.

1.1. Motivación

Conforme crece la sociedad y aumenta el desarrollo global, mayor es la necesidad energética que permite sostener el avance del ser humano. Cada vez son más los problemas derivados de la contaminación producida por la generación de energía. En las últimas décadas, de forma gradual se han ido introduciendo alternativas a los combustibles fósiles tradicionales, que permiten reducir las emisiones producidas y acercar a la sociedad hacia el desarrollo sostenible.

Dentro de las energías renovables, la solar térmica, ha experimentado un gran avance, y ha adquirido relevancia en el sector energético con el desarrollo de las plantas de torre central con almacenamiento de sales fundidas. A día de hoy, este sistema es una de las pocas alternativas, dentro de las energías respetuosas con el medio ambiente, que permiten producir energía eléctrica independientemente de las condiciones climatológicas. Su sistema de almacenamiento permite adaptar la producción de electricidad a la demanda energética en todo momento. Esta tecnología se ha convertido en la alternativa más viable para conseguir un consumo eléctrico enteramente procedente de energías renovables. España es uno de los países pioneros en este sector y cuenta con uno de los sistemas más avanzados. La planta Gemasolar, en Sevilla, es la primera del mundo en implementar esta tecnología. Este tipo de centrales se encuentran en continuo desarrollo, ya que presentan algunos inconvenientes como un elevado coste de la energía producida y una corta vida útil de los receptores.

El fin de este trabajo es estudiar el comportamiento del receptor de una central solar térmica de torre central con almacenamiento de sales fundidas. Para ello se realizará una simulación donde se compararán tres diseños, siendo el principal elemento diferenciador su capacidad de almacenamiento.

1.2. Objetivo

Actualmente las centrales solares térmicas de sales fundidas se encuentran en continua evolución y desarrollo, tratando de introducir sistemas e innovaciones que permitan eliminar algunos de los inconvenientes que presentan. Uno de los más significativos, es la poca durabilidad de los tubos por los que circula el fluido de trabajo de los receptores.

Los principales objetivos de este proyecto son:

- Llevar a cabo el diseño de tres modelos de centrales termosolares de sales fundidas con diferentes capacidades de almacenamiento térmico.
- Realizar una comparativa del funcionamiento de los tres diseños.
- Estudiar el comportamiento y la durabilidad de los receptores solares para cada una de las tres configuraciones propuestas.

1.3. Estructura TFG

En este capítulo se han explicado los objetivos y la motivación del trabajo. A continuación, se detalla la estructura que se va a seguir a lo largo del documento, y se hará una breve descripción de los capítulos que lo componen.

- En el segundo capítulo, se exponen los fundamentos físicos necesarios para una buena comprensión de la totalidad del proyecto. En este apartado se presenta información acerca del contexto nacional y global de las energías renovables, las diferentes tecnologías termosolares y se profundiza en de las centrales solares de receptor central de sales fundidas.
- En el tercer capítulo, se realiza el diseño y la simulación de las tres configuraciones distintas de las centrales, y se detalla la metodología empleada para la resolución del problema planteado.
- En el cuarto capítulo, se reflejarán los resultados obtenidos, se analizarán, y se realizará una comparativa de los tres diseños planteados.
- En el quinto capítulo se realizará un análisis económico, donde se muestre la inversión necesaria para llevar a cabo cada propuesta, el beneficio que aporta cada una de ellas y el coste de producción de la energía.

- En el sexto capítulo, se exponen las conclusiones a las que se ha llegado tras la realización del trabajo y se presentan los posibles trabajos futuros a los que ha dado cabida este proyecto.
- En el séptimo capítulo, se reúne la bibliografía utilizada para la realización del trabajo.
- En el anexo, se incluye el código de programación en Matlab desarrollado para la resolución del problema propuesto.

Capítulo 2 ESTADO DEL ARTE

2.1 La energía solar y su contexto energético

2.1.1. Energía solar

El Sol es sin duda uno de los principales bienes del ser humano, no solo por la capacidad de extracción directa de energía, sino por su función indirecta en el resto de fuentes de energía. Desde la antigüedad se ha hecho uso de este recurso energético de forma pasiva, ya sea con la orientación de los edificios y construcciones, o con el uso de materiales que permitan retener el calor generado por la radiación solar. Esta será una de las bases de la arquitectura bioclimática.

Gracias al aprovechamiento de la radiación electromagnética que el sol emite a la Tierra, se consigue producir energía limpia, renovable e inagotable. En función de la tecnología utilizada para la extracción de la energía, se pueden distinguir dos metodologías: por conversión térmica de alta temperatura y por conversión fotovoltaica.

➤ Conversión térmica de alta temperatura

Esta tecnología aprovecha la radiación solar para calentar un fluido, y así obtener energía térmica. En función de la temperatura que alcance el fluido, se distinguen tres tipos de energía solar térmica, baja temperatura, media y alta. El primero se utiliza principalmente en instalaciones de viviendas para la producción de agua caliente sanitaria (ACS), mediante colectores planos que funcionan a temperaturas inferiores a 65°C. Para la producción de temperaturas medias (entre 100 y 300°C), se utilizan sistemas que permiten concentrar la radiación solar como los colectores cilindro-parabólicos. Por último, para la producción de energía térmica a alta temperatura, se utilizan colectores solares que trabajan por encima de los 500°C, con el fin de producir electricidad.

➤ Conversión fotovoltaica

El proceso por el cual se transforma directamente la energía solar en energía eléctrica se conoce como conversión fotovoltaica. Esto se consigue gracias al efecto fotovoltaico, que se basa en la diferencia de potencial que se genera entre dos puntos de un material cuando sobre él incide la radiación electromagnética. La tecnología utilizada para este proceso son los paneles fotovoltaicos, formados de materiales semiconductores.

2.1.2. Contexto global de la energético

La energía es el elemento principal y necesario, en torno al que gira el desarrollo y el crecimiento de la sociedad. Es el elemento imprescindible que permite el funcionamiento de la industria y de la tecnología. La línea global de crecimiento de la sociedad es ascendente, y con ello la necesidad de energía. El aumento del consumo energético, conlleva al aumento de la producción de sustancias contaminantes y al deterioro del planeta.

De acuerdo a los datos y estimaciones de World Energy Outlook (WEO, Agencia Internacional de Energía (AIE)), y siguiendo las tendencias actuales de crecimiento y desarrollo, la demanda de energía mundial aumentará un 1,3% cada año hasta 2040, lo que supera la capacidad en la mejora de eficiencia energética. Todo esto da lugar a un inevitable aumento en las emisiones producidas de la generación de energía. Actualmente existe una contradicción entre la necesidad del aumento de la capacidad de producción de energía para sostener el continuo avance de la sociedad, y la obligación de frenar el cambio climático [1].

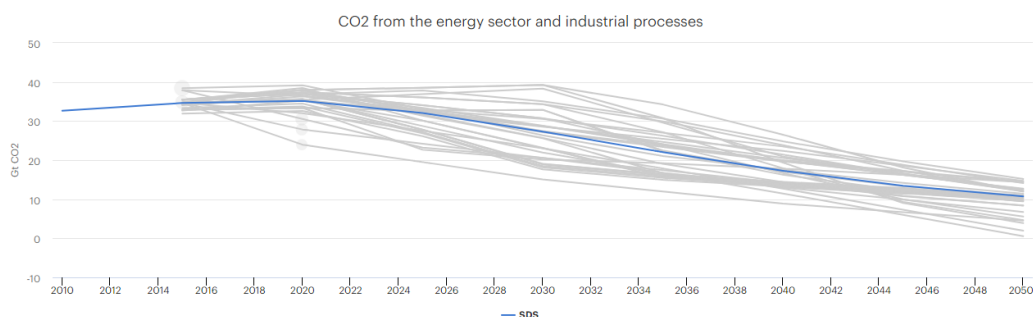


Figura 2.1 Evolución global de emisiones de CO2 a partir del sector energético [1].

Uno de los factores más importantes a tener en cuenta en el futuro energético global, es el continuo desarrollo de África. Actualmente hay unos 600 millones de personas que carecen de acceso a electricidad en este continente. Según el estudio realizado por World Energy Outlook (WEO) para 2040 se habrán sumado más de 500 millones de personas a la población urbana de África, lo que supondría un crecimiento mayor al que experimentó China entre 1990 y 2010. Las consecuencias energéticas de este movimiento serías bastante significativas a nivel mundial.

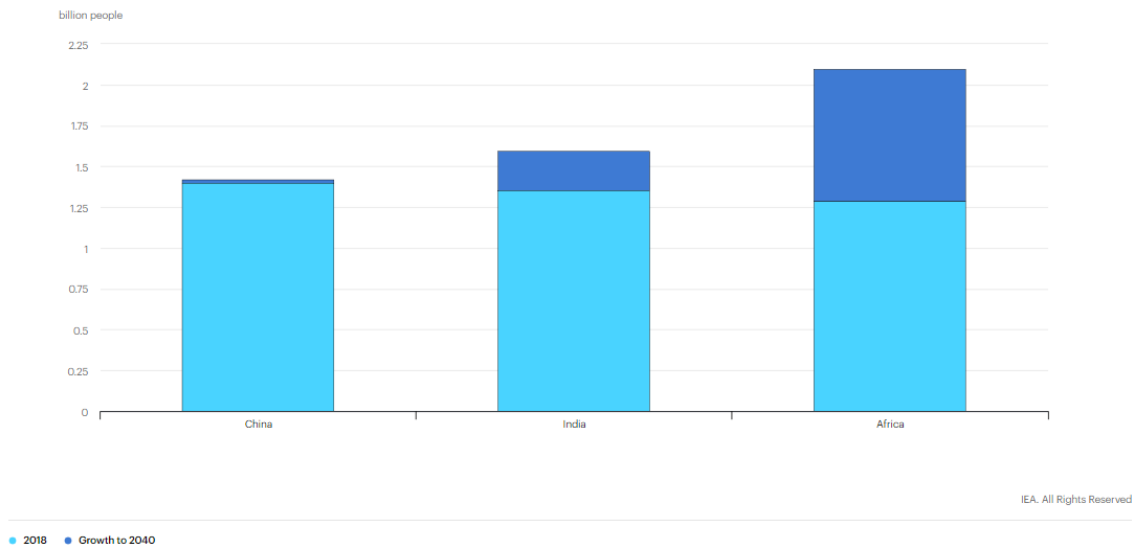


Figura 2.2 Crecimiento población africana [1].

Por otro lado, África cuenta con la mayor superficie con una alta radiación solar. Sin embargo, apenas cuenta con unos 5 gigavatios (GW) de energía solar procedente de paneles fotovoltaicos, lo que supone menos del 1% de la energía total mundial [1].

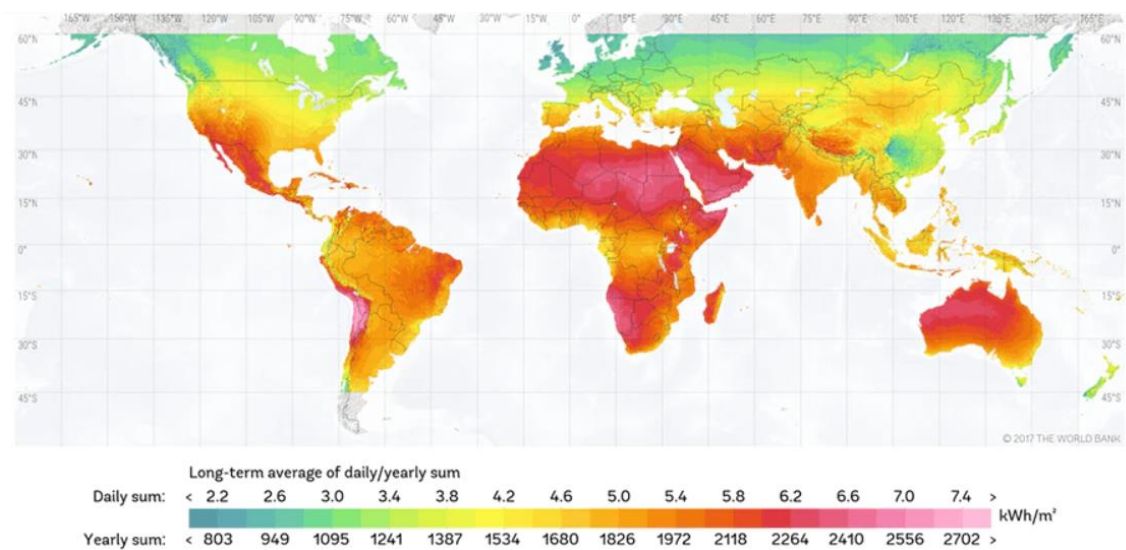


Figura 2.3 Mapa mundial de radiación solar [2].

Hasta la fecha, las fuentes de energía primaria más consumidas a nivel mundial proceden de combustibles fósiles, como lo son el petróleo, con un 34% del consumo total, el carbón con un 27% y el gas natural con un 25%. Por otro lado, las energías renovables, representan una pequeña parte del total de la energía producida. Estas tecnologías, han evolucionado de manera significativa en las últimas décadas, y cada vez son más los países que apuestan por una producción limpia y respetuosa con el medio ambiente [3].

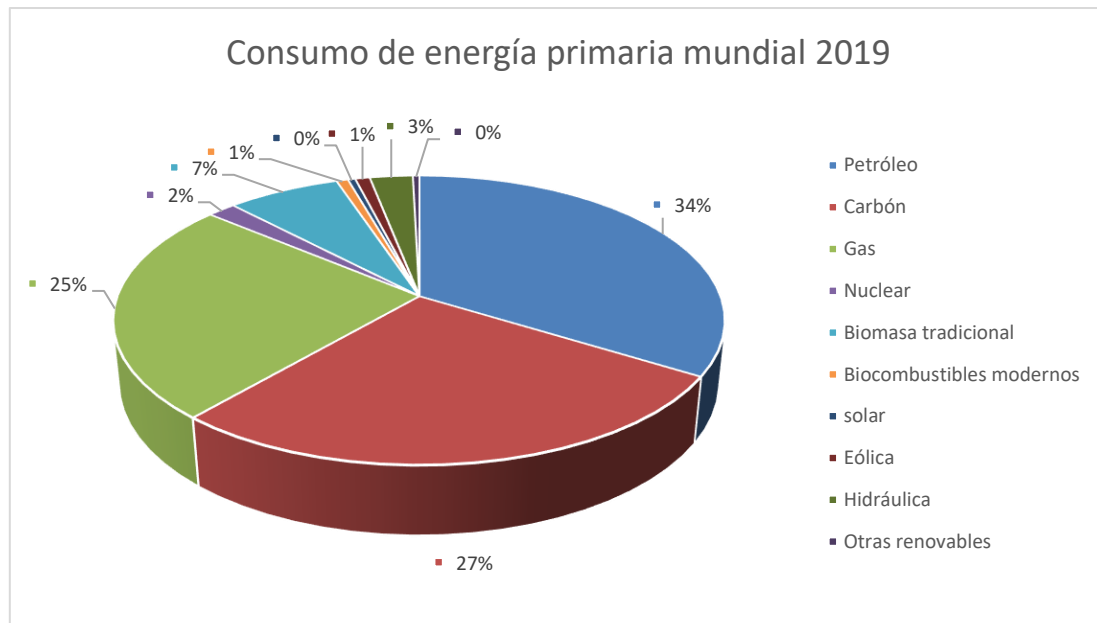


Figura 2.4 Consumo de energía primaria mundial 2019 [3].

En base a estos niveles de crecimiento y atendiendo a la situación climática actual, el continuo avance de la sociedad obliga a buscar nuevos métodos que permitan un desarrollo sostenible. Actualmente, las emisiones contaminantes producidas por la generación y el consumo de energía han alcanzado unos niveles completamente insostenibles a medio largo plazo. Continuando con esta línea de crecimiento, se estiman cifras mayores de contaminación en pocos años.

En el 2019 se emitieron alrededor de 33 gigatoneladas (Gt) de CO₂ procedentes de la energía, lo que supone una estabilización con respecto al año anterior. Mayormente, esto se debe a la disminución de emisiones relacionadas con los países con economías más desarrolladas, gracias al avance de las energías renovables, principalmente de la eólica y la solar fotovoltaica. Estos países redujeron sus emisiones en más de 370 Mt (o 3,2%), siendo el sector energético el responsable del 85% de la disminución. No obstante, el resto de países aumentaron las emisiones generadas de CO₂, encabezados por los países emergentes como India o China [4].

La tendencia global energética se centra en impulsar las energías renovables, liderada por los países de economías más avanzadas, donde estas tecnologías son más accesibles y fáciles de rentabilizar. Por otro lado, los países emergentes o en vías de desarrollo, hacen usos de fuentes de energía contaminantes como el carbón o el petróleo. Estas regiones poseen infraestructuras con una larga vida útil, donde se trabaja la explotación de estos recursos, por lo que no se prevé un descenso significativo de emisiones en un futuro cercano.



Figura 2.5 Emisiones de CO₂ (1990-2019) [4].

Cada vez son más las leyes y normativas enfocadas a frenar el cambio climático y reducir la contaminación producida por los seres humanos. Con el fin de mitigar las emisiones de gases efecto invernadero, en 1997 la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio climático (CMNUCC), decide crear el Protocolo de Kioto, donde se establece la reducción, de al menos un 5%, de la emisión los gases efecto invernadero con respecto a 1990 (227.406 millones de toneladas de CO₂). Se estableció un periodo de 4 años (2008-2012) para alcanzar los objetivos fijados. Para esta fecha, únicamente 5 países de la Unión Europea, entre los que figura España, no fueron capaces de cumplir con dichos objetivos. Más tarde, se agregaría un segundo periodo de vigencia del protocolo, que finaliza en 2020.

Con la firma del Acuerdo de París, los países miembros de la CMNUCC, proponen una serie de nuevas medidas para reducir las emisiones de gases contaminantes. Uno de los objetivos principales sería “mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2 °C con respecto a los niveles preindustriales, y proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento de la temperatura a 1,5 °C”, objetivo que a día de hoy solamente el 20% de los países miembros proponen medidas suficientes para cumplirlo en la próxima década, según los informes de Fundación Ecológica Universal (FEU). En los últimos años se ha producido un aumento notorio en el número de leyes y acuerdos que proponen un desarrollo sostenible, sin embargo, no todos los países o empresas las cumplen en su totalidad. Éste es uno de los mayores problemas a la hora de tomar medidas ecológicas que permitan conservar el medio ambiente.

2.1.2.1. Uso y evolución global de la energía solar

En relación con el resto de fuentes de energía primaria, las energías renovables tienen una capacidad de explotación mucho mayor, superando con creces el consumo energético mundial actual.

Cada día nuestro planeta recibe $1,75 \times 10^5$ TW de energía solar, de los cuales aproximadamente el 60% (unos $1,22 \times 10^5$ TW) son capaces de atravesar las capas de la atmósfera e inciden de forma directa sobre la superficie. Teniendo en cuenta que en 2019 se consumieron aproximadamente 23 TW de energía, con ser capaces de aprovechar el 0,02% de la energía solar que llega a la superficie terrestre, en un solo día, se produciría energía suficiente para cubrir la demanda mundial durante todo un año [5].

Según la Agencia Internacional de la Energía, se prevé un aumento progresivo en el uso de energía solar fotovoltaica para la producción de energía. Se pretende que, en el 2050, el 16% de la energía generada a nivel mundial, sea mediante energía fotovoltaica.

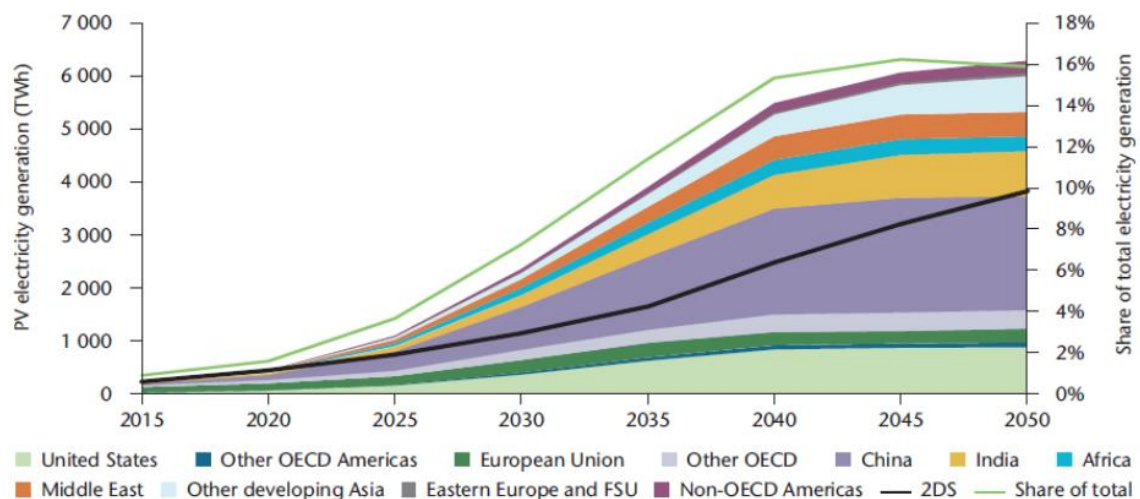


Figura 2.6 Evolución global de la generación de energía solar fotovoltaica [5].

Actualmente, se carece de instalaciones necesarias para cubrir un gran porcentaje de la demanda energética mundial. La construcción de centrales eléctricas a partir de energía renovables aumenta cada año de forma considerable. La IEA, prevé que las fuentes de energía limpia proporcionarán más de la mitad de la generación total de electricidad. Como se muestra en la figura 2.7, el mayor crecimiento se producirá entorno a la energía solar, superando al gas natural y al actual recurso energético con mayor capacidad de producción de electricidad, el carbón [1].

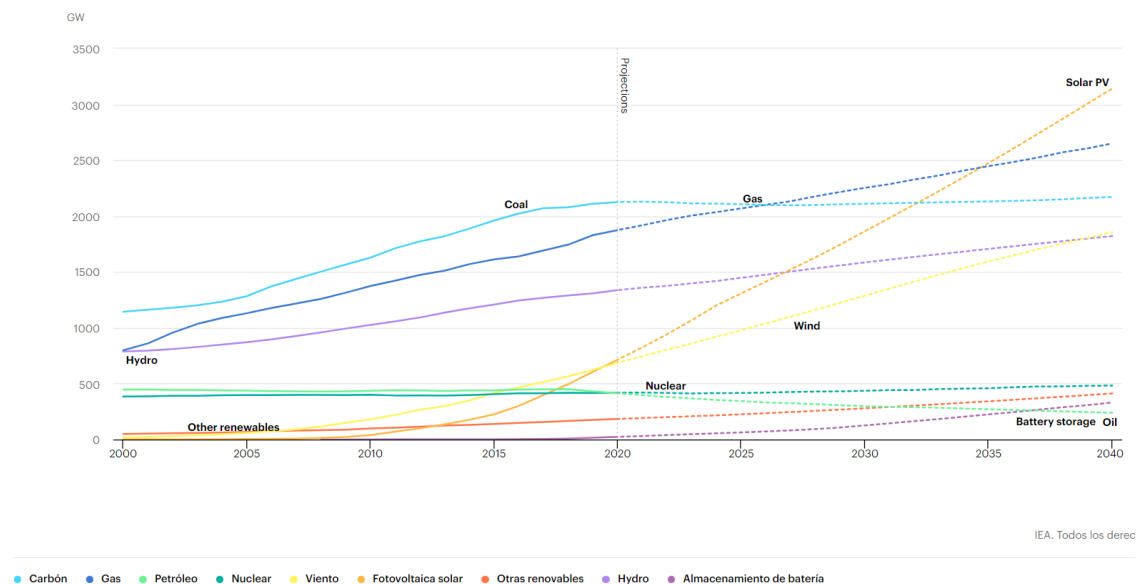


Figura 2.7 Capacidad instalada de generación de energía (2000-2040) [1].

2.1.3. Contexto energético de España

Los recursos energéticos más consumidos en España durante los últimos años son los productos derivados del petróleo, principalmente para el transporte. La situación de escasez de recursos fósiles a la que se ve sometida España, provoca una necesidad energética, que se suple importando estos recursos de otros países. Según el Instituto Nacional de Estadística (INE), en el año 2017 la dependencia energética exterior se sitúa en 73,9%, cifra que apenas se redujo para el año 2018 (73,4%). Todo esto acarrea un gasto público de alrededor de 45.000 millones de euros anuales. De acuerdo al Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, se pretende bajar la dependencia energética a un 61%, para el año 2030.

En la figura 2.8, se presenta un análisis del consumo de las diferentes energías en España durante el 2018. Se puede observar como el petróleo se posiciona como la principal fuente de energía consumida en España (44,9%), seguida del gas natural (21,1%) y de las energías renovables, que apenas representan el 14% del consumo nacional, a pesar de sufrir un aumento considerable con respecto al año anterior (8,2%). Atendiendo a las normativas europeas de consumo de energía y a la tendencia global, se prevé que el uso y producción de energías renovables en España continúe en aumento durante los próximos años [12].

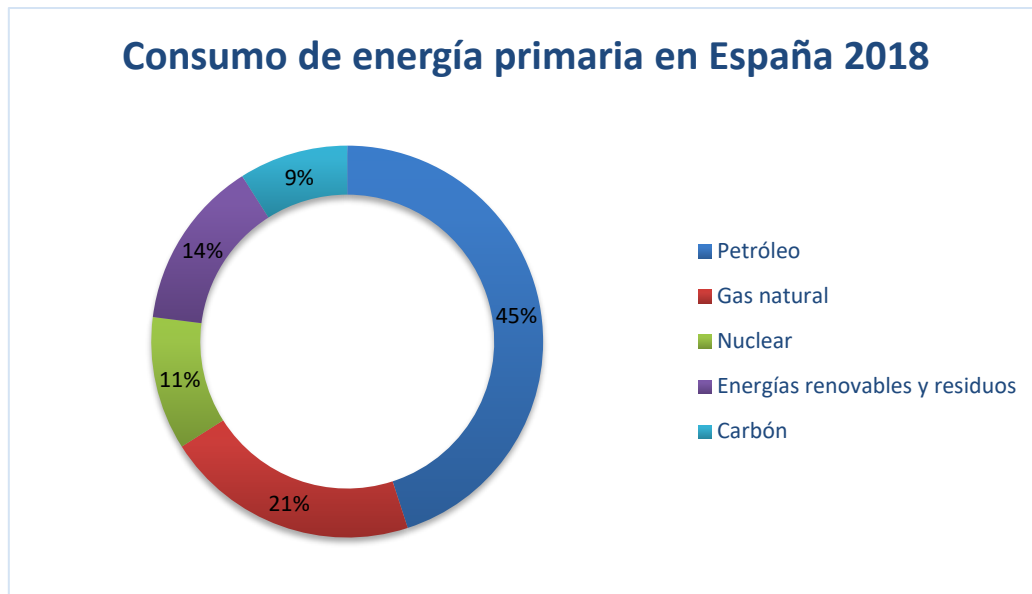


Figura 2.8 Consumo de energía en España 2018 [12].

Según Red Eléctrica de España, durante el 2019 la demanda de energía eléctrica fue de 264.843 GWh, de los cuales el 36,8% de la energía procedía de fuentes renovables. En este año se produjo un incremento del 10% de la potencia instalada de energías limpias, alcanzando así, el 49,3% de la capacidad de generación eléctrica nacional (equivalente a más de 108.000 MW).

La principal fuente renovable de generación de energía eléctrica en España es la eólica, que cuenta con un parque generador de 25.200 MW instalados. La energía solar fotovoltaica es la que presenta un mayor índice de crecimiento, en 2019 ya se contaba con más de 7.800 MW de potencia instalada, lo que supone un aumento del 66% con respecto al año anterior. Según el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, a partir de 2021, y hasta 2030, se prevé la instalación de 3.000 MW de potencia fotovoltaica cada año, hasta llegar a un total de 28.000 MW de potencia instalada.

Por su parte, la solar térmica no tuvo un crecimiento en este último año. Sin embargo, España cuenta con una de las mayores potencias y tecnologías en este sector, con 50 centrales operativas y una producción anual de 2.300 MW. Esta última fuente de energía mencionada se tratará más en detalle en el siguiente punto, donde se explicará su funcionamiento y los diferentes tipos de centrales existentes [13].

■ Nuclear	22,0 %	■ Eólica	20,9 %
■ Carbón	4,2 %	■ Hidráulica	9,7 %
■ Ciclo combinado	20,1 %	■ Solar fotovoltaica	3,5 %
■ Cogeneración	11,8 %	■ Solar térmica	2,0 %
■ Residuos no renovables	0,8 %	■ Otras renovables	1,4 %
■ Turbinación bombeo ⁽¹⁾	0,6 %	■ Residuos renovables	0,3 %
		■ Saldo importador de intercambios internacionales	2,7 %

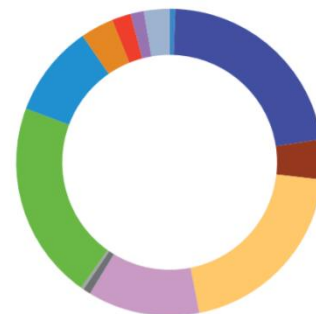


Figura 2.9 Porcentaje de las diferentes fuentes de obtención de energía eléctrica en España [13].

2.1.3.1. Uso y evolución de la energía solar en España

Las condiciones climatológicas de España, la posicionan como uno de los países europeos con mayor número de horas de sol anuales, lo que le ha permitido aprovechar y desarrollar los diferentes sistemas y métodos de obtención de la energía solar. A día de hoy, España posee una de las tecnologías más avanzadas y evolucionadas del mundo, lo que la sitúa como uno de los referentes en este sector.

Desde la instalación de la primera central solar fotovoltaica en 1984, esta tecnología ha ido creciendo de forma gradual hasta que, en 2007 a raíz de un cambio en la legislación y la instauración de las primeras primas y tarifas reguladas fijas, se produjo un enorme incremento en la potencia fotovoltaica instalada. Para 2008, España era uno de los países con más potencia fotovoltaica instalada del mundo, con 2708 MW instalados en el último año. Con la llegada de la crisis económica, se frenó el auge de esta tecnología y sufrió un periodo donde su avance se vio mermado. En 2019 se realizó un análisis al Real Decreto de abril de ese mismo año, con el fin de promover el uso de la energía solar, lo que produjo un increíble aumento de la potencia instalada. A día de hoy, es una de los sistemas de obtención de energía con mayor tasa de crecimiento del país, y se espera siga en esa línea en los próximos años.

2.2. Energía solar térmica.

La energía solar térmica consiste en la producción de energía térmica a partir de la energía de la radiación solar. Más concretamente, mediante un receptor, donde se concentran los rayos solares, se consigue calentar un fluido para posteriormente producir electricidad. En este apartado, se profundizará en la energía solar térmica de alta temperatura (Temperaturas superiores a 500°C), ya que es la tecnología utilizada en la producción de energía eléctrica en la industria.

2.2.1. Historia

Durante la crisis del petróleo de los años 70, en Estados Unidos se comenzaron a buscar nuevas alternativas a este combustible, lo que provocó, en 1984, el nacimiento de la primera planta termosolar comercial. Este tipo de plantas, SEGS (Solar Energy Generating System), se componían de un sistema de captadores cilíndricos parabólicos, situados en filas paralelas y conectados en serie para calentar el aceite que circula por los tubos receptores de los colectores solares. Una vez que el aceite ha adquirido la temperatura necesaria, se utiliza para producir vapor sobrecalentado mediante un intercambiador de calor. Finalmente, el vapor sobrecalentado acciona un turbo-alternador para producir electricidad.

Motivada por esta crisis, la Agencia internacional de la Energía inaugura en 1981, la Plataforma Solar de Almería (PSA). A día de hoy la PSA es el mayor centro de investigación de tecnologías solares de concentración de Europa y uno de los más importantes y tecnológicos del mundo. Actualmente, desarrolla sus actividades como una División de I+D del Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT).

Inspirada por las centrales SEGS de Estados Unidos, España continuó invirtiendo en esta tecnología, presentando en 2009 la planta termosolar Andasol-1 en Aldeire, Granada. Esta planta cuenta con un sistema térmico con una capacidad de almacenamiento de 6 horas y un ciclo de vapor de 49,9 MW. La producción de energía eléctrica se realiza a través de colectores cilindro parabólicos que trabajan con sales fundidas (principalmente nitrato de sodio y nitrato de potasio).

En 2007, se inaugura en Sanlúcar de Mayor, Sevilla, España, la primera central térmica solar comercial de torre central del mundo, PS10. Está formada por 624 heliostatos que concentran la radiación solar en el receptor térmico de la torre central a 115 metros de altura. Tiene una capacidad de generación de 11 MW de potencia, que permiten abastecer a 5500 hogares y ahorrar casi 7000 toneladas de CO₂ al año [14].



Figura 2.10 Central solar térmica de torre PS10 en Sanlúcar de Mayor, Sevilla, España [14].

España continuó el desarrollo de las centrales solares térmicas hasta inaugurar, en 2011, la primera planta comercial de energía solar térmica con un sistema de almacenamiento por sales fundidas del mundo (Gemasolar), en Fuentes de Andalucía, Sevilla, España. Esta planta está formada por una torre de 140 metros de altura, y 2650 heliostatos de 120 m² cada uno, lo que permite generar 19,9 MW de potencia. Cuenta con unos tanques de almacenamiento de sales fundidas, lo que permite seguir en funcionamiento hasta 15 horas sin sol. Gracias a esto es capaz de suministrar 110 GWh al año y abastecer a 27.500 hogares de energía eléctrica.

LOCALIZACIÓN DE CENTRALES SOLARES TERMOÉLECTRICAS EN ESPAÑA

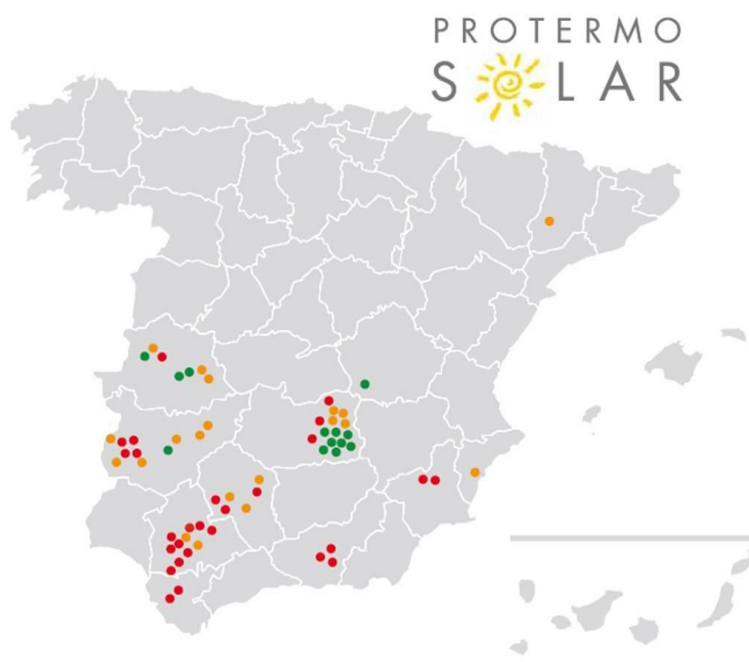


Figura 2.11 Localización de centrales solares termoeléctricas en España [15].

2.2.2. Características

Una de las principales ventajas que presenta la energía solar termoeléctrica, es su capacidad de gestión y almacenamiento. A diferencia del resto de energías renovables, esta tecnología permite generar electricidad independientemente de las circunstancias meteorológicas, gracias a sus sistemas de almacenamiento y de hibridación. Esta característica permite gestionar la producción de la central y ajustarse a la demanda requerida en cada momento, lo que aporta gran seguridad y estabilidad al consumidor.

A diferencia de las energías tradicionales, se trata de un sistema de generación limpio y respetuoso con el medio ambiente. Gracias a este tipo de tecnologías, se evita la emisión de gases efecto invernadero durante su operación y mantenimiento, ayudando a paliar los efectos del cambio climático y a conseguir los objetivos de reducción de emisiones.

En relación al resto de energías renovables, las centrales termosolares generan el mayor número de empleos desde el inicio de su construcción hasta su puesta en marcha. Una central de 50 MW genera una media de 5.000 puestos de trabajo entre labores directas e indirectas, lo que supone un aporte económico y social para el país donde se ubica. Además, al aprovechar un recurso energético propio del lugar de instalación, se colabora a reducir la dependencia energética de países extranjeros.

La mayor parte de las aplicaciones de la energía solar térmica se produce en centrales industriales a gran escala, pero gracias a su flexibilidad y adaptación, es posible su aplicación en entornos urbanos o domésticos a menor escala.

A pesar de presentar numerosas ventajas, esta tecnología posee ciertos inconvenientes. La principal desventaja de las centrales termosolares, es la gran inversión inicial que requieren, además del resto de recursos necesarios como los son las grandes extensiones de terreno donde se ubican. Estos sistemas dependen de una alta radiación solar, por lo que su localización será crucial y limita su desarrollo en ciertos lugares. Además, los países con mejores condiciones para esta tecnología, por lo general, carecen de un buen desarrollo energético y económico.

2.2.3. Tipos de centrales solares termoeléctricas

Todas las centrales termosolares se basan en la concentración de la radiación solar en un elemento receptor para calentar un fluido, que más adelante se utilizará para producir energía eléctrica. En la actualidad, son cuatro las principales tecnologías que se utilizan en las plantas de energía solar térmica por concentración (ver Figura 2.12).



Cilindro Parabólico



Disco parabólico Sterling



Concentrador lineal Fresnel



Central de torre

Figura 2.12 Centrales solares termoeléctricas [16].

2..1.2. Central termosolar cilindro parabólico

Este tipo de centrales se basan en un conjunto de espejos concentradores cóncavos, distribuidos en forma de canal, sobre los que incide la radiación solar para ser dirigida hacia unos tubos receptores de alta frecuencia térmica que se sitúan en la línea focal de los espejos. El tubo receptor absorbe la radiación y se calienta, aumentando la temperatura del fluido que circula por su interior (generalmente aceites sintéticos) hasta alcanzar temperaturas de entre 250 y 400°C. Este fluido avanza por el tubo receptor hasta llegar a una serie de intercambiadores de calor, donde intercambia su energía calorífica a otro circuito en el cual se produce vapor sobrecalentado. Para producir la energía eléctrica, se utiliza un ciclo Rankine, donde se aprovecha el vapor sobrecalentado al hacerlo circular por una turbina de vapor conectada a un generador de potencia.

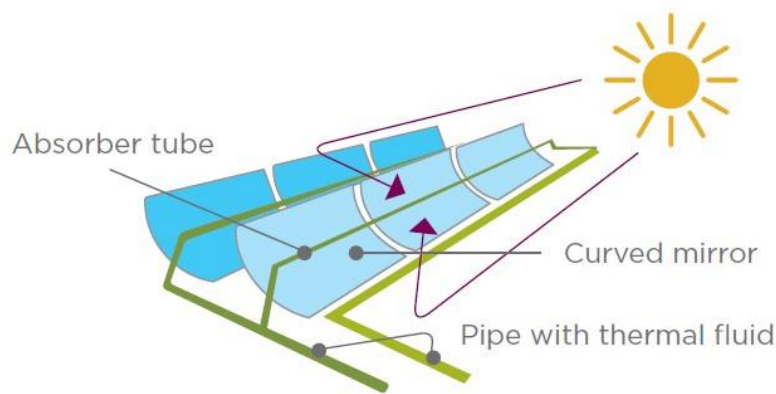


Figura 2.13 Reflector cilindro-parabólico [16].

En este tipo de centrales es frecuente el uso de sistemas de almacenamiento energético, lo que permite producir energía en condiciones climatológicas desfavorables.

Los diferentes componentes y tecnologías que se utilizan en este tipo de plantas son los siguientes:

- **Estructura:** Es el sistema de soporte y sujeción de los elementos captadores. Aporta rigidez al resto de componentes y permite el correcto movimiento del sistema de seguimiento.
- **Reflector cilindro parabólico:** es el elemento encargado de recibir y focalizar los rayos solares sobre el tubo absorbedor. Su superficie se fabrica de materiales reflectantes como plata o aluminio, colocados generalmente, sobre un soporte de vidrio. Esta es una de las partes de mayor complejidad de fabricación, ya que el perfecto acabado de la superficie y el grado de concavidad, son condiciones completamente necesarias para conseguir concentrar la radiación solar sobre el tubo absorbedor.
- **Tubo absorbedor:** Se encarga de recibir la radiación solar reflejada por el colector cilindro parabólico, calentando así el fluido que transporta en su interior. Está formado por dos tubos concéntricos separados por una capa de aire. El tubo exterior, que recibe directamente la radiación solar, está hecho de cristal, y el tubo interior se fabrica de materiales metálicos debido a su capacidad conductora. El fluido que circula por el interior del tubo bien puede ser agua desmineralizada con Etileno-Glicol, para trabajos a bajas temperaturas (menos de 200°C), o aceites sintéticos para trabajos a mayores temperaturas (250-400°C).
- **Sistema de seguimiento:** Permite orientar los colectores con el fin de obtener el máximo aprovechamiento de la superficie de captación solar. Es esencial conseguir la máxima eficiencia de funcionamiento en este tipo de centrales, ya que para producir energía dependen de los factores climatológicos. La tecnología más utilizada actualmente, consiste en un sistema que permite girar los reflectores del colector alrededor de un eje.

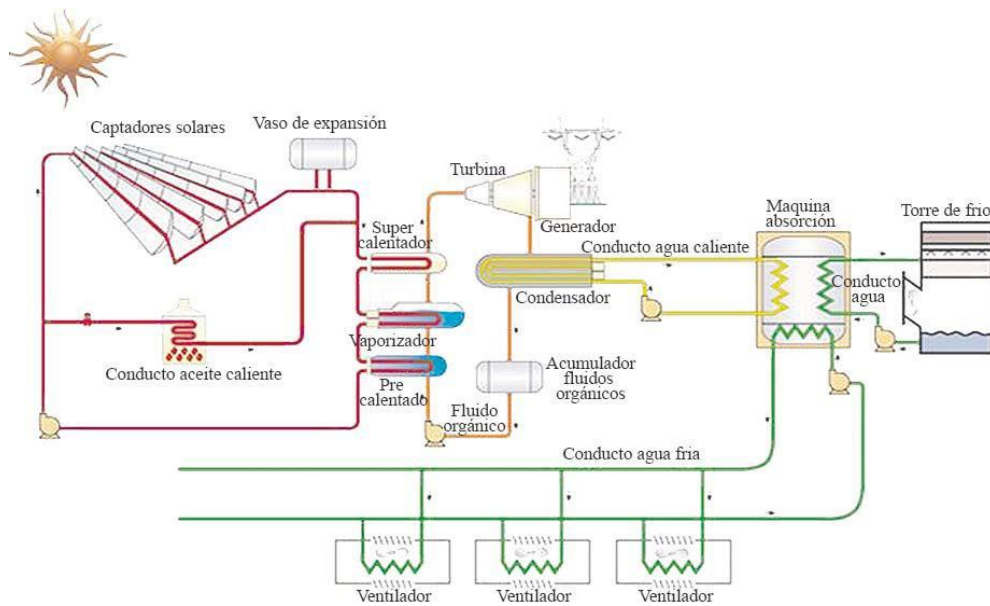


Figura 2.14 Esquema de una central de colectores cilíndrico-parabólicos [16].

Un ejemplo de este tipo de centrales, es la de Andasol situada en la Comarca de Guadalix, Granda. Está formada por tres complejos denominados Andasol-1, Andasol-2 y Andasol-3, con una capacidad de 50 MW cada una. Es la primera central termosolar con almacenamiento térmico del mundo. Cada uno de estos complejos, cuenta con una extensión de 180.000 m², que le permite generar aproximadamente 165 GWh al año, con una eficiencia energética media de un 16%. El sistema de almacenamiento de sales fundidas permite almacenar hasta 7,5 horas de capacidad de producción, lo que equivale a 350 MW [18].



Figura 2.15 Complejo termosolar Andasol, Comarca de Guadalix, Granada [18].

2.2.3.2. Central termosolar con discos parabólicos Stirling

Este tipo de centrales se constituyen de números discos parabólicos capaces de generar electricidad de manera independiente. Cada unidad se compone de tres elementos principales, un concentrador o disco parabólico, un motor Stirling y un sistema de orientación y seguimiento.

El disco parabólico está formado por una superficie reflectora, normalmente de cristal metalizado, capaz de concentrar la radiación solar incidente en su superficie en el foco del receptor. La particularidad de este sistema reside, en que será en la zona focal del concentrador, donde se realice la generación de la energía eléctrica. En dicha zona se encuentra situado un motor de combustión externa de tecnología Stirling, el cual lleva acoplado un alternador, lo que le permite realizar la transformación de la energía luminosa en electricidad, todo dentro del mismo bloque. El rango óptimo de funcionamiento se encuentra en torno los 20 kilovatios, compitiendo contra la tecnología solar fotovoltaica, sin embargo, se encuentran sistemas con potencias desde los 3 kW hasta los 25 kW, pudiendo superar los 100 kW en el caso del Big Dish de la Universidad Nacional de Australia.



Figura 2.16 Central de discos parabólicos Stirling.

Dentro de la industria solar térmica, este sistema obtiene la mejor eficiencia (en torno al 25%) en comparación al resto de tecnologías. Los costes de mantenimiento son muy reducidos y permite un sistema de monitorización a distancia muy sencillo. A diferencia del resto de centrales, elimina el uso del agua como fluido de trabajo, lo que supone una ventaja a la hora de producir energía eléctrica. Por otro lado, al tratarse de

unidades independientes, se dificulta su aplicación a gran escala para la producción industrial de electricidad, además, carece de una compatibilidad práctica con el uso de sistemas de almacenamiento térmico.

Actualmente, en España se encuentran en funcionamiento varias centrales de discos parabólicos, entre ellas, la de Villarrobledo (Albacete), Puertollano (Ciudad Real) y en la Plataforma Solar de Almería (PSA). Esta última, utiliza la tecnología Eurodish, que se caracteriza por una potencia de 10 kW con un diámetro de disco de 4,25 metros y un rendimiento entorno al 20%, todo ello con un coste reducido, gracias al uso de los componentes de uso estándar en la industria.

La tecnología Sterling, consiste en un motor de combustión externa donde la transferencia de calor con el gas de trabajo (generalmente, helio o hidrógeno) se realiza a través de la pared del motor. Consta de dos pistones, uno en el foco caliente (receptor) y otro en el foco frío (atmósfera) conectados mediante un conducto que permite la circulación del fluido de trabajo. En la Figura 2.17, se representa un diagrama Presión-Volumen del ciclo Stirling. El ciclo comienza con una expansión isotérmica del fluido de trabajo, a continuación, el fluido experimenta un enfriamiento isocoro para luego sufrir una compresión isotérmica, por último, se produce un calentamiento a volumen constante, lo que genera un aumento de la presión.

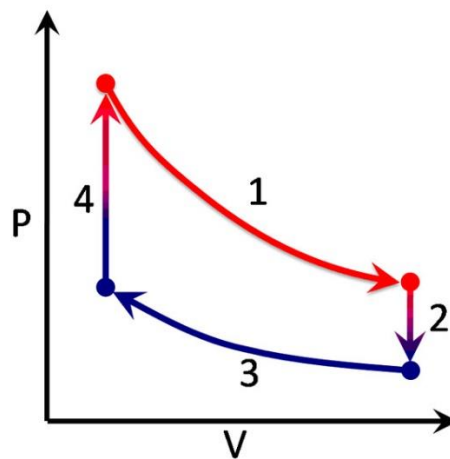


Figura 2.17 Ciclo Stirling, diagrama Presión-Volumen [16].

2.2.3.3. Central termosolar con reflectores lineales Fresnel.

La tecnología de los reflectores lineales Fresnel se basa en la de los colectores cilindro-parabólicos, pero sustituye el espejo cóncavo por diversas placas reflectoras planas. Estas se disponen con un cierto grado de inclinación, que permite focalizar los rayos solares sobre el tubo absorbedor. Todo este sistema está soportado por una estructura que posibilita el giro en un eje, lo que permite la correcta orientación de los reflectores con respecto al sol en todo momento.

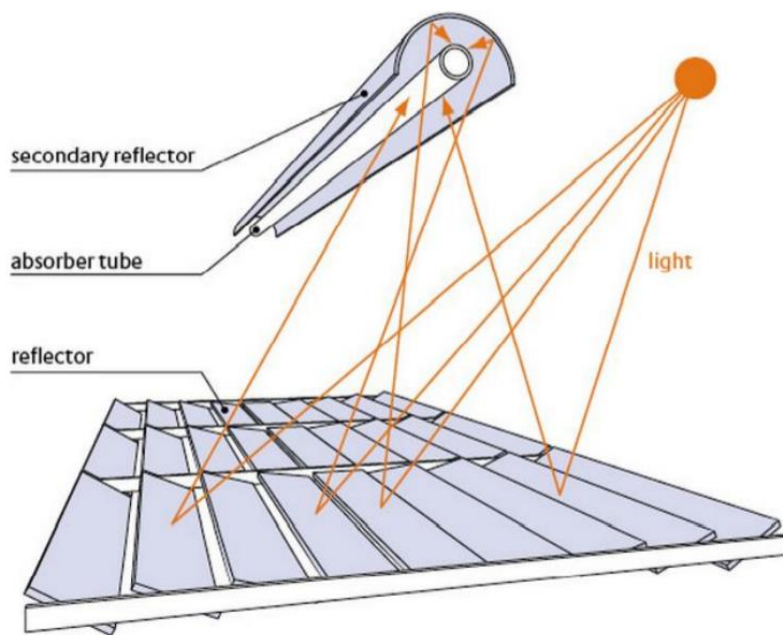


Figura 2.18 Esquema reflectores lineales Fresnel [16].

Una de las principales ventajas de este tipo de centrales, en relación con las de colectores cilindro-parabólicos, reside en la sencillez en la fabricación de los espejos reflectores, abaratando de manera considerable la inversión inicial. Bien es cierto, que poseen un menor rendimiento, pero éste se compensa con el ahorro en la fabricación y la sencillez del funcionamiento. El fluido de trabajo que se utiliza es el agua, que entra al campo de heliostatos a unos 140°C y sale de él a 270°C en condiciones de vapor saturado. Esto permite un ahorro de componentes, dado que no se requiere de un sistema de intercambiador de calor.

Esta tecnología aún está en continuo desarrollo y perfeccionamiento. En España hay centros como la Plataforma Solar de Almería del CIEMAT que investigan métodos que permitan mejorar los reflectores lineales Fresnel. En la región de Murcia, más concretamente en Calasparra, se encuentra la central de Puerto Errado, que se compone de dos plantas, Puerto Errado 1 y Puerto Errado 2. La primera, se inauguró en 2009 y cuenta con una potencia nominal de 1,4 MW eléctricos. La segunda, entró en

funcionamiento en agosto de 2012 como la mayor central termosolar de reflectores lineales Fresnel del mundo, hasta que fue superada en 2014 por la planta de Dhusar en Rajasthan, India. Puerto Errado 2 produce una potencia nominal de 30MW eléctricos, y cuenta con una superficie neta de 302 000 m².



Figura 2.19 Central de Puerto Errado 2, Calasparra, Murcia, España [19].

2.2.3.4. Central termosolar de Heliostatos con receptor central en torre

Las centrales termosolares de torre se basan en el empleo de un único receptor, situado en la parte superior de la torre, donde se concentra la radiación solar reflejada por el campo de heliostatos. En la Figura 2.20, se muestra un esquema general de los diferentes componentes de este tipo de plantas.

El número 1 señala el campo de heliostatos, un conjunto de cientos o miles de espejos capaces de focalizar, hacia el receptor central, la luz que incide en su superficie. Éstos se encuentran montados sobre una estructura con doble eje, lo que permite su correcta orientación en todo momento. Con el número 3, se nos indica la torre donde se encuentra el receptor, elemento donde se calienta el fluido caloportador (normalmente sales fundidas), procedente del tanque de almacenamiento frío, hasta alcanzar una temperatura de 565°C. El fluido de trabajo abandona el receptor para dirigirse al tanque de almacenaje de sales a alta temperatura (número 4). En este punto, se gestionará el gasto másico del fluido caloportador, pudiendo detenerse y acumularse para su posterior uso, o avanzar directamente al generador de vapor (número 5). Por último, el vapor a alta presión se introduce en la turbina (número 6) para proceder a la generación de energía.

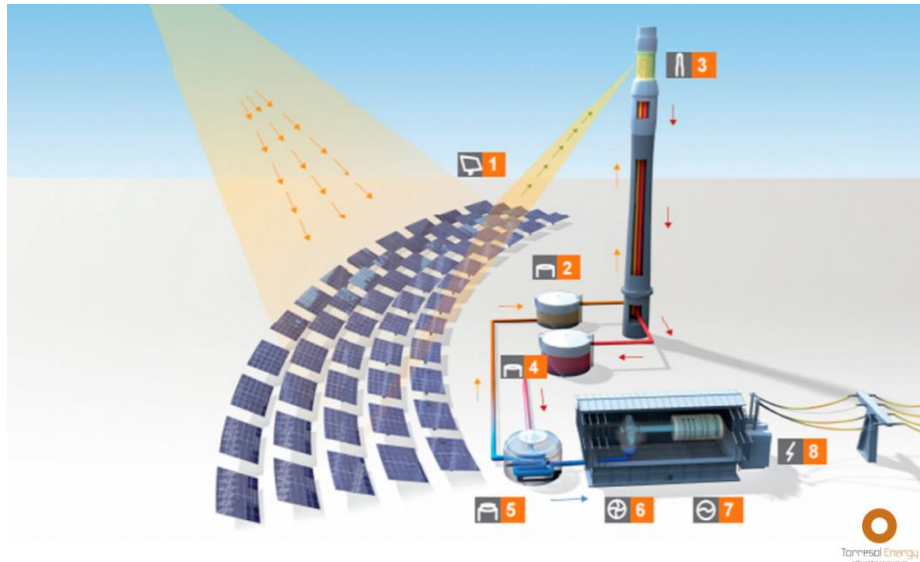


Figura 2.20 Esquema de una planta termosolar de torre [20].

Dependiendo de la distribución del campo de heliostatos y de la configuración del receptor, se pueden distinguir tres tipos de plantas. En el primero, los heliostatos se sitúan al norte de la torre (teniendo en cuenta que la planta está en el hemisferio norte), y los tubos receptores, por donde transcurre el fluido caloportador, se encuentran en el interior de una cavidad. En la segunda configuración, se mantiene la disposición de los heliostatos, pero el receptor es un plano vertical con la superficie receptora orientada al norte. En la última configuración, los heliostatos rodean completamente a la torre. El receptor posee una forma cilíndrica y es la superficie exterior, completamente expuesta, la que recibe la radiación solar.

España se considera uno de los países pioneros en este tipo de tecnología. A día de hoy, cuenta con tres centrales de tipo torre en funcionamiento.

En Sanlúcar la Mayor, Sevilla, se encuentra la primera central solar térmica comercial de torre central del mundo. La PS10, inaugurada en 2007, cuenta con una potencia instalada de 11 MW y 624 heliostatos de 120 m² de superficie. Al tratarse de la primera planta de este tipo, no dispone de la mejor tecnología, por lo que el fluido con el que trabaja es el agua. En 2009, se termina la construcción de una segunda planta adyacente a la ya existente, la PS20. Tiene una potencia de 20 MW y está constituida por 1.255 heliostatos de las mismas dimensiones [14].



Figura 2.21 Plantas termosolares PS10 y PS20 en Sanlúcar la Mayor, Sevilla, España [14].

En 2011 se inaugura Gemasolar, la primera planta de torre central comercial del mundo en utilizar un sistema de almacenamiento térmico con un único fluido (sales fundidas). La importancia de la apertura de esta planta, reside en el impulso global que generó en la industria solar térmica, abriendo camino a una forma de energía sostenible. Localizada en Fuentes de Andalucía, en la provincia de Sevilla, España, cuenta con una potencia de 17 MW y un campo solar de 2650 heliostatos que permiten una producción eléctrica de 80 GWh anuales. Incorpora un sistema de almacenamiento térmico de alta eficiencia que permite una producción de energía eléctrica durante 15 horas sin aporte solar [20].



Figura 2.22 Planta de torre central Gemasolar en Fuentes de Andalucía, en la provincia de Sevilla, España [20].

2.3. Central solar termoeléctrica de torre

Como ya se mencionó en el apartado anterior, las centrales solares termoeléctricas de torre, permiten el aprovechamiento de la energía solar para calentar un fluido de trabajo a una temperatura muy elevada, para su posterior utilización en la producción de energía eléctrica. En este apartado se explicará de forma detallada el funcionamiento, las características y las diferentes partes de las centrales termoeléctricas de torre.

2.3.1 Partes de una central solar termoeléctrica de torre

Los diferentes elementos que permiten el funcionamiento de este tipo de centrales son los siguientes.

2.3.1.1. Campo de heliostatos

En las centrales térmicas de concentración, se requiere de un elemento que permita concentrar la radiación solar en un foco receptor. Las centrales termosolares de torre, se caracterizan por el uso de múltiples espejos reflectantes que cumplen esta función, los heliostatos. Éstos se constituyen de una superficie reflectante soportada por una estructura metálica que permite la orientación de los espejos con respecto al sol.

La principal tecnología utilizada en la fabricación de los heliostatos se denomina vidrio-metal. Consiste en una placa de acero que realiza la función de soporte, sobre la que se aplican dos capas iniciales, una adhesiva y otra protectora de cobre, lo que permite la colocación de una capa de plata reflectante y finalmente una lámina protectora superior de vidrio grueso. Existen diferentes tecnologías alternativas, que utilizan reflectores de polímero plateado o poliéster reforzado con fibra de vidrio. Además, se desarrollaron heliostatos con membrana metálica tensionada sobre la que se colocan los espejos de fino espesor, inferiores a 1 mm, lo que permite una reducción considerable del peso de la superficie reflectante. Ninguna de estas alternativas se ha introducido de manera consolidada en la industria, debido a que tienen diversos problemas como la dificultad de fabricación o una baja durabilidad.

La superficie reflectante de cada heliostato oscila entre los 50 y 150 m², dependiendo de las características de la planta y de los materiales y la tecnología utilizada en la fabricación de los espejos. Éstos tienen una forma ligeramente cóncava, que le permite focalizar adecuadamente los rayos solares.



Figura 2.23 Heliostato de una planta termosolar de torre.

La estructura encargada de soportar la superficie reflectante, consiste normalmente, en una estructura metálica con forma de cercha, que conecta los espejos con el sistema de seguimiento y aporta rigidez al conjunto. Este elemento se debe diseñar considerando las cargas aplicadas más desfavorables, principalmente la carga producida por el viento.

En la Figura 2.24, se muestra un estudio general del coste inicial de cada elemento principal de una planta solar térmica de torre de sales fundidas. Como se puede observar, el campo de heliostatos representa la mayor parte de la inversión inicial. Se trata de una tecnología con un coste elevado y de la cual se necesitan numerosas unidades para la fabricación de este tipo de centrales. Dependiendo de las necesidades de la planta, el coste del campo de heliostatos puede variar entre el 30-50% de su coste total de construcción.

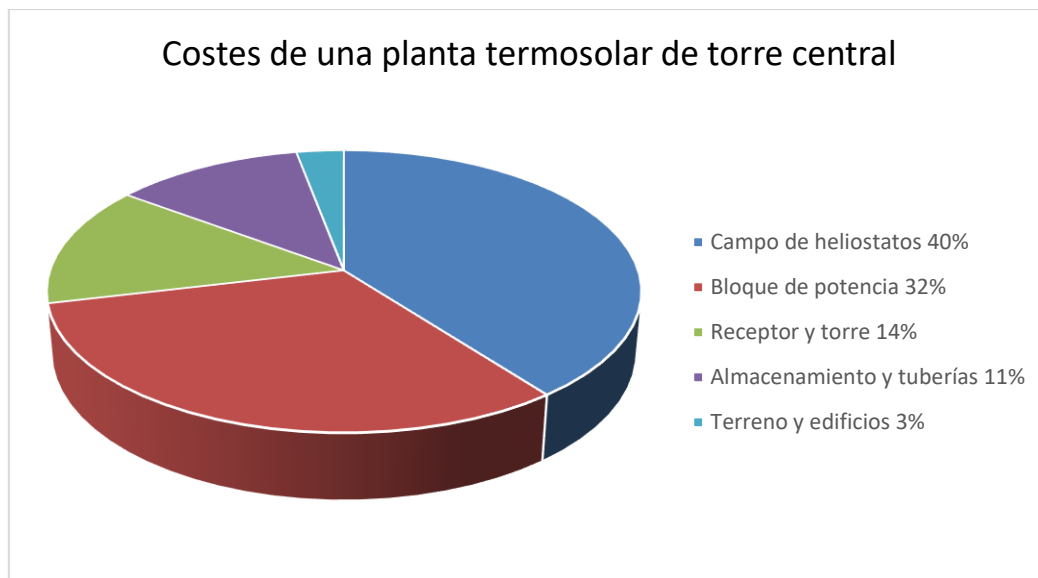


Figura 2.24 Diagrama de los costes de una planta termosolar de torre central.

La estructura que soporta el heliostato posee un sistema que le permite realizar un seguimiento de los rayos solares. Tiene dos ejes con dos grados de libertad, uno para el movimiento acimutal y otro para el vertical. La orientación de los heliostatos se realiza

de forma automática gracias a un sistema informático que monitoriza continuamente su movimiento.

Se distinguen dos configuraciones principales a la hora de distribuir los heliostatos, el campo norte o sur, y el campo circundante. Si el emplazamiento de la central se encuentra en el hemisferio norte, el campo de heliostatos se distribuirá en el norte de la torre o si, por el contrario, el emplazamiento se encuentra en el hemisferio sur, el campo de heliostatos se situará al sur de la torre. En el punto de diseño de la central, el campo norte es más eficiente que el circular, debido a las pérdidas producidas por el factor coseno en ambas configuraciones. Sin embargo, para campos con una gran cantidad de heliostatos las pérdidas producidas por el efecto coseno en el campo norte aumentan, debido a una mayor atenuación atmosférica y a que la distancia entre los heliostatos y el receptor es mayor, ya que éstos solo se pueden distribuir en una orientación.

En los campos circulares o envolventes, los heliostatos se distribuyen alrededor de toda la torre, rodeándola. Éstos no se disponen de manera homogénea alrededor de la torre, sino que se pondera de tal manera que se acumulan mayormente en la zona norte. Gracias a esta distribución se consigue optimizar al máximo la capacidad de reflexión de los heliostatos para cada momento del día [21].

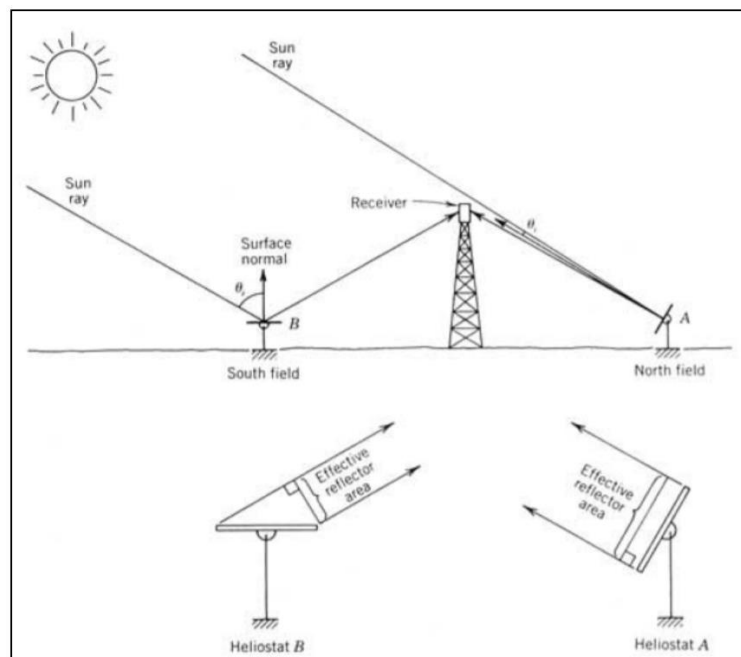


Figura 2.25 Esquema del efecto coseno producido en los heliostatos [21].

Para conseguir la mayor eficiencia a la hora de distribuir los heliostatos, se utilizan diferentes softwares que analizan las necesidades de la central, el terreno donde está situada y los diferentes factores climatológicos, reproduciendo un patrón geométrico que optimiza los resultados. También tienen en cuenta el factor de reflectividad de los espejos

(entorno al 90%), posibles bloqueos y sobras, y el efecto coseno, producido por un fallo en el paralelismo de los espejos con respecto a los rayos solares.

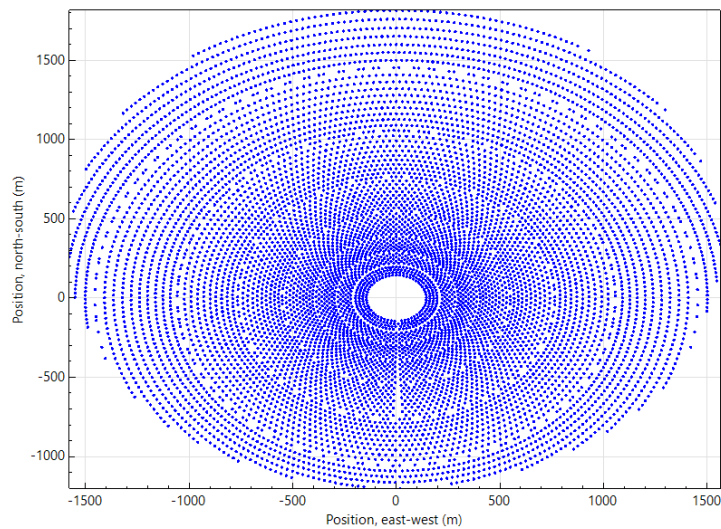


Figura 2.26 Optimización de la distribución del campo de heliostatos realizada con el software SAM.

2.3.1.2. Torre

La torre es el elemento que aloja al receptor y lo sitúa a la altura necesaria que le permite captar la radiación solar proveniente de los heliostatos. Por ella circula el fluido caloportador hasta llegar al receptor, donde alcanza la temperatura de trabajo, para posteriormente dirigirse al sistema de almacenamiento. La altura y estructura de la torre dependerá de las características de la planta, principalmente del receptor, que es el mayor condicionante en el funcionamiento de la central. A partir de las dimensiones de la torre, de las necesidades y características de la central, se realizará la distribución de los heliostatos.

Normalmente las torres se construyen de hormigón armado, aunque en algunos casos se utilizan estructuras metálicas en celosía. La altura varía considerablemente dependiendo de las características y capacidades de la central, desde los 114 metros de la planta PS10 de Sevilla, hasta los 260 metros de la planta Noor Energy 1 en Dubái.



Figura 2.27 Torre de la planta Noor Energy 1, Dubái.

2.3.1.3. Receptor

El receptor es el componente encargado de recibir la radiación solar reflejada por los heliostatos para convertirla en energía térmica en el fluido de trabajo. Es uno de los elementos más complejos y delicados de este tipo de plantas. Debido a las altas temperaturas a las que trabaja y a los saltos térmicos a los que se enfrenta, el receptor se ve sometido a altas solicitaciones que deterioran continuamente los tubos por los que circulan las sales fundidas, lo que supone una de las principales averías del sistema.

La geometría del receptor debe adecuarse a las características y necesidades de la central, además de conseguir la máxima eficiencia térmica, de forma que se consiga un reparto homogéneo del flujo de radiación incidente. Atendiendo a la geometría se pueden distinguir dos grupos de receptores, externos y de cavidad. Ambos se pueden dividir en dos subgrupos, planos o cilíndricos.

En los receptores externos, la superficie absorbente conformada por una serie de tubos por los que circula el fluido de trabajo, se encuentra en el exterior de la torre. Generalmente, se utilizan receptores cilíndricos que se distribuyen por el contorno exterior de la torre, expuestos a la situación climatológica, lo que supone importantes pérdidas térmicas por radiación y convección. Sin embargo, esta geometría permite la fabricación de receptores más simples y una distribución de los heliostatos que rodee completamente la estructura.



Figura 2.28 receptor externo cilíndrico de la planta Solar Two en el Desierto de Mojave, Estados Unidos y esquema de funcionamiento [22].

Al contrario que en los exteriores, en los receptores de cavidad el receptor se encuentra alojado dentro de la torre. La radiación solar llega a la superficie absorbente a través de una apertura, y el resto de la cavidad se encuentra térmicamente aislada para evitar las pérdidas por radiación y convección, y mejorar así, la capacidad de absorción del receptor. Generalmente, este tipo de receptores cuentan con un sistema de cierre que permite reducir las pérdidas de calor y los cambios bruscos de temperatura, mientras la central no está en funcionamiento. El volumen de este tipo de receptores es mayor que el de los exteriores, además de contar con un sistema más complejo, lo que eleva su coste.

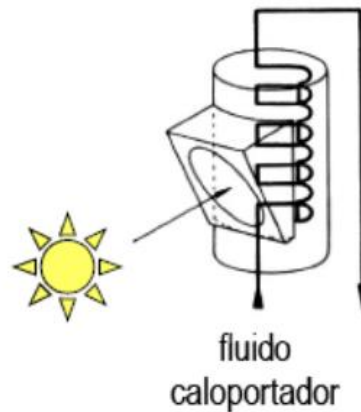


Figura 2.29 Esquema de receptor de cavidad [16].

Además de los receptores explicados anteriormente, existe otra configuración del receptor denominada receptor volumétrico. No es una configuración muy extendida, ya que se utiliza en centrales donde el fluido de trabajo utilizado es el aire. Consisten en una estructura metálica o cerámica con una matriz volumétrica en forma de rejilla o malla, sobre la que incide la radiación reflejada por los heliostatos, transfiriendo el calor al aire que pasa por su interior.

- **Receptor cilíndrico externo**

La superficie cilíndrica del receptor está formada por una serie de paneles rectangulares más pequeños, cada uno de los cuales consta de una serie de tubos verticales llenos del fluido de transferencia de calor que circula en paralelo entre un cabezal de flujo común inferior y superior. Los tubos pueden variar en tamaño desde 20 mm (diámetro exterior) hasta 45 mm y se conforman generalmente de aleaciones con alto contenido en níquel. El número de tubos por panel debe elegirse de manera que se optimice la absorción de calor con respecto a las pérdidas térmicas y los cambios de presión a través del receptor. Además, estas preocupaciones están sujetas a otras consideraciones, como el diámetro del receptor, la longitud de la trayectoria del flujo a través de los paneles, y los materiales. El diámetro del tubo y el número de paneles comprenden dos de los múltiples parámetros importantes para la optimización en el proceso de modelación.

Para maximizar la absorción del flujo solar incidente, los tubos están recubiertos con pintura de alta absorción como la pintura black-matte Pyromark. La capacidad de absorción media de este tipo de revestimientos en particular está entre el 94% y el 95% en todas las longitudes de onda de la radiación térmica.

Dependiendo de la localización de la planta y de la hora del día a la que opere, el receptor recibirá una mayor cantidad de radiación desde una orientación u otra. Para evitar que ciertas zonas o paneles alcancen una mayor temperatura que el resto, y con el fin de conseguir una correcta homogeneización del calor absorbido por el fluido de trabajo, se elaboran distintas configuraciones de los circuitos por los que transcurre el fluido caloportador (Figura 2.30). La configuración más utilizada es la representada en la primera imagen de la figura 2.30, donde el flujo del fluido de trabajo se divide en dos circuitos que atraviesan los serpentines de los paneles de norte a sur. Tras recorrer la mitad del receptor, el flujo que recorre la parte este, comienza a recorrer la parte oeste y viceversa.

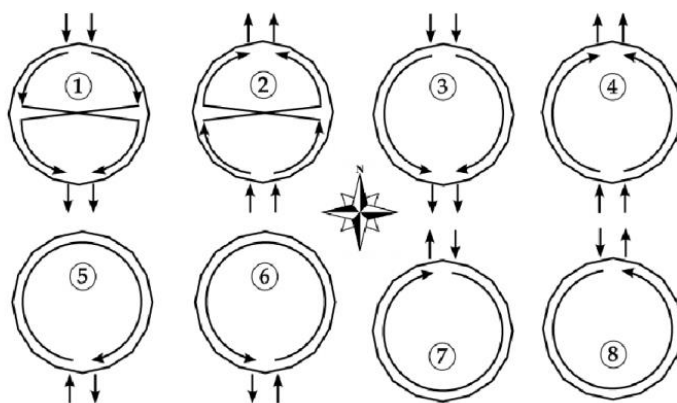


Figura 2.30 Configuraciones del flujo del fluido de trabajo a través del receptor [21].

A la entrada del receptor se encuentra un sistema que permite regular el flujo de entrada procedente del tanque de almacenamiento frío. Controla en todo momento el nivel y la presión del interior de los tubos del receptor. Además, tiene la capacidad de proporcionar, durante un pequeño intervalo de tiempo, un flujo ininterrumpido del fluido de trabajo en caso de fallo en la bomba de circulación o pérdida de la energía. A la salida del receptor, también se dispone de un sistema de regulación de nivel y presión del fluido, controlado por medio de una válvula de estrangulación de bajada que regula el flujo que devuelve la sal caliente al tanque de almacenamiento.

Para evitar que se congele el fluido en el interior de los tubos y en los diferentes elementos de transporte, se posee un sistema de calentadores eléctricos que además evitan el choque térmico en la instalación. Previamente al llenado del receptor, y para prevenir la congelación de las sales, se realiza un periodo de precalentamiento que prepara al sistema para su funcionamiento. Para ello se utiliza un conjunto de unos 400 heliostatos que focalizan en el receptor la radiación solar para conseguir un calentamiento progresivo. El número de los heliostatos necesarios para el precalentamiento, variará en función de las condiciones climatológicas del momento.

Una vez el receptor alcanza la temperatura de funcionamiento, se procede al llenado del mismo, donde se necesita de unos orificios de ventilación que permiten al aire escapar del panel receptor durante el proceso. Para conseguir una temperatura de salida del fluido constante en 565°C, se dispone de unas válvulas de control de flujo que modulan automáticamente la velocidad del fluido para mantener una temperatura de salida deseada. Alrededor del receptor, se encuentran distribuidos una serie de fotómetros que miden la cantidad de luz incidente en todo momento. Si se produce una variación climatológica, como puede ser la formación de nubes, los fotómetros la detectan y transmiten la información al receptor para que se regule el sistema.

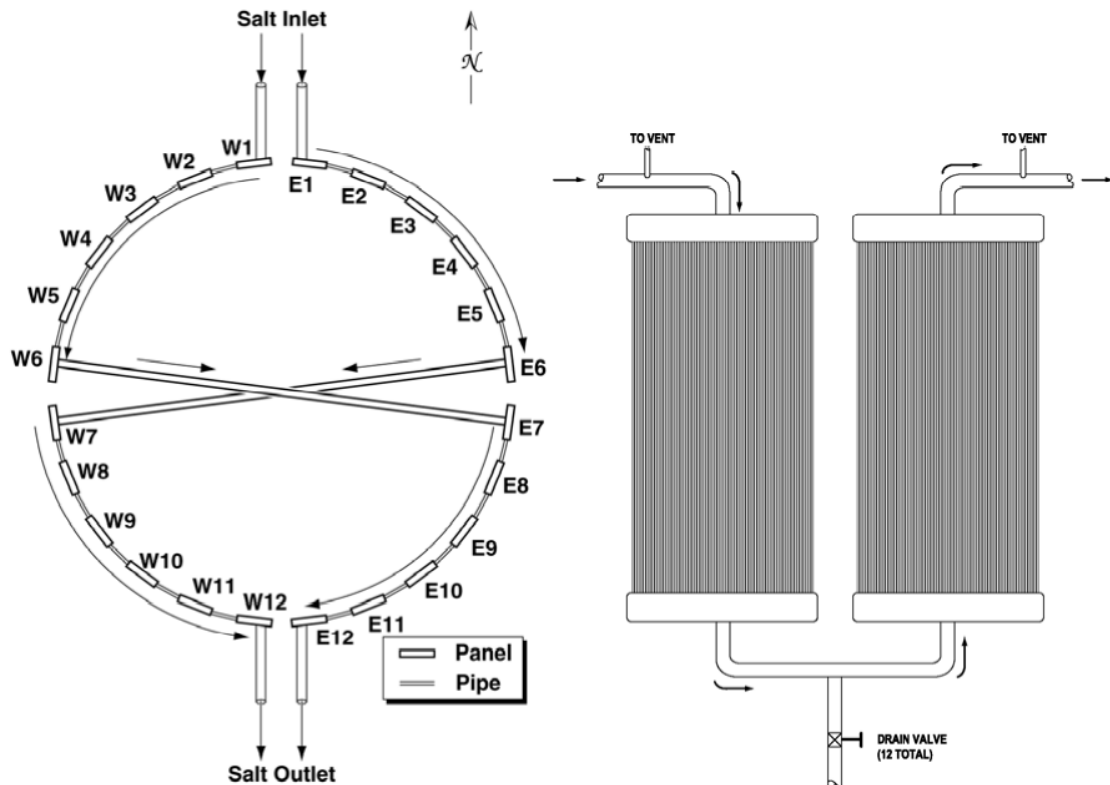


Figura 2.31 Esquema del funcionamiento de un receptor cilíndrico externo con 24 paneles [21].

Una vez concluido el periodo de trabajo del receptor, los heliostatos recuperan su posición de descanso y dejan de focalizar los rayos de luz sobre éste. Como sucede en el precalentamiento, una serie de heliostatos continúa apuntando al receptor, lo que permite su drenaje. El sistema de entrada se despresuriza y se abren las válvulas de drenaje y ventilación, permitiendo al fluido abandonar el receptor. Finalmente, el conjunto de heliostatos que ayudaron al drenaje, vuelve a su posición de descanso [21].

2.3.1.4. Fluido caloportador

A través del receptor circula el fluido de trabajo, el cual recibe el calor generado por convección y radiación, y lo transporta hasta los diferentes elementos del sistema en función de la demanda energética. Dependiendo de la tecnología y características de la planta, los fluidos más utilizados son los siguientes.

- **Agua**

Las primeras centrales de torre utilizaban el agua como fluido caloportador, debido a la sencillez y el ahorro económico que supone prescindir de un segundo circuito y del intercambiador de calor. De esta manera, una vez el agua abandona el receptor a la temperatura de diseño (entre 490°C-525°C), se dirige directamente a la

turbina para producir energía eléctrica. En España, centrales como PS10 y PS20 utilizan agua como fluido de trabajo.

- **Sodio líquido**

El sodio posee unas excelentes capacidades térmicas y una alta capacidad de transferencia de calor. Gracias a esto, se pueden utilizar receptores más compactos y con un elevado rendimiento. La temperatura alcanzada por este fluido en el receptor es de 540°C, con la ventaja de poseer un punto de solidificación inferior al de las sales fundidas, unos 98°C. Por otro lado, el sodio presenta una alta reactividad al entrar en contacto con el agua o el aire. Por ese motivo, se trata de un fluido que ha entrado en desuso, ya que se deben tomar numerosas medidas de seguridad cuando se opera con él.

- **Sales fundidas**

La principal ventaja de este fluido es que permite la utilización de sistemas de almacenaje térmico, debido a su estabilidad a altas temperaturas, con un punto de fusión elevado cuando trabaja a bajas presiones. Gracias a su alto calor específico y elevada conductividad, le permiten alcanzar una temperatura de 565°C a la salida del receptor. Generalmente, se utilizan sales de nitrato con una mezcla de 60% de nitrato de sodio (NaNO_3) y 40% de nitrato de potasio (KNO_3) en peso. Esta composición, aporta estabilidad en contacto con el aire y una baja presión de vapor. La sal fundida se puede utilizar en un rango de temperatura de 260°C a aproximadamente 621°C, pero normalmente el rango de trabajo oscila entre los 565°C (a la salida del receptor para su uso en el generador de vapor), y los 290°C (en el almacenaje a baja temperatura). No se recomiendan descensos de temperatura por debajo de los 245°C, debido que entorno a los 238°C comienza la cristalización del fluido, hasta solidificarse por completo a los 221°C. Uno de los mayores problemas que presenta el uso de sales fundidas, es el riesgo de cristalización del fluido en los depósitos de almacenamiento, tuberías o en el intercambiador. En España, la central Gemasolar utilizan sales de nitrato como fluido de trabajo [22].

- **Aire**

Una de las últimas innovaciones en los fluidos de trabajo en este tipo de centrales es el uso del aire. Su uso está ligado a los receptores volumétricos donde el aire circula por su superficie mallada, introduciéndose entre los poros, aumentando de temperatura, pudiendo alcanzar hasta unos 1200°C. El uso de este fluido tiene numerosas ventajas, entre ellas, la facilidad de manipulación y operación del mismo, además de la sencillez en el mantenimiento de los equipos y lo económico que resulta de obtener.

2.3.1.5. Sistema de almacenamiento

Uno de los principales problemas, no solo de la energía solar, sino de las energías renovables, es la producción de energía eléctrica en condiciones desfavorables y de forma continuada, de manera que se permita abastecer la demanda energética independientemente de las condiciones climatológicas. En general, la mayoría de las energías renovables tienen dificultades a la hora de almacenar grandes cantidades de energía que les permita suministrar electricidad en los periodos de improductividad. Actualmente, la única forma rentable y práctica de almacenar energía sin hacer uso de energías contaminantes, es mediante centrales térmicas con almacenamiento de sales fundidas.

Los sistemas de almacenamiento de sales fundidas constan de dos tanques térmicos, uno frío y otro caliente, donde se deposita el fluido caloportador para, posteriormente, ser redirigido al elemento del sistema requerido. Las sales fundidas parten del depósito frío a una temperatura de unos 290°C para dirigirse al receptor, donde alcanzan la temperatura de trabajo (565°C) y son reconducidas al depósito caliente. Estos depósitos tienen una extraordinaria capacidad aislante, evitando prácticamente la pérdida de calor del fluido. Dependiendo de la demanda de la central, el fluido caloportador se acumulará en el depósito o continuará hacia el generador de vapor. Una vez producido el intercambio de calor, las sales frías regresarán al depósito frío donde podrán ser redirigidas, nuevamente, al receptor [22].



Figura 2.32 Sistema de almacenaje de la planta Solar Two. Depósito frío (izquierda) y caliente (derecha) de sales fundidas [22].

Incorporar un sistema de almacenamiento en este tipo de centrales permite aumentar la producción de energía, ya que elimina la limitación de producción a las horas de alta radiación existente. Además, aumenta la eficiencia energética, reduciendo el coste relativo por unidad producida. Al aumentar el número de horas de funcionamiento de la turbina, se reduce el problema de trabajo a carga parcial. Otra de las ventajas de incorporar

un sistema de almacenamiento, es la reducción de transitorios y de los ciclos de arranque y parada de la central.

Gracias a la independencia generada por el sistema de almacenamiento térmico, las plantas termosolares de torre de sales fundidas pueden adaptarse por completo a la demanda energética. Es la Figura 2.33, se muestra la curva de la demanda en España de un día de junio, y la energía eléctrica producida por plantas termosolares el mismo día.

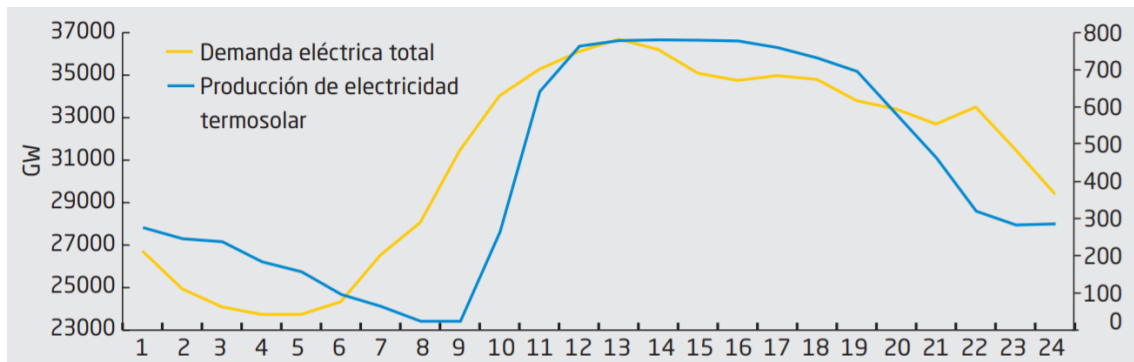


Figura 2.33 Curvas de demanda eléctrica y electricidad producida por las plantas termosolares en un día de julio en España [26].

2.3.1.6. Bloque de potencia

El bloque de potencia es el sistema que permite la generación de energía eléctrica a partir de energía térmica. En este tipo de centrales normalmente se utiliza un ciclo Rankine. Dependiendo del fluido utilizado en el receptor se adaptará de diferente forma el ciclo.

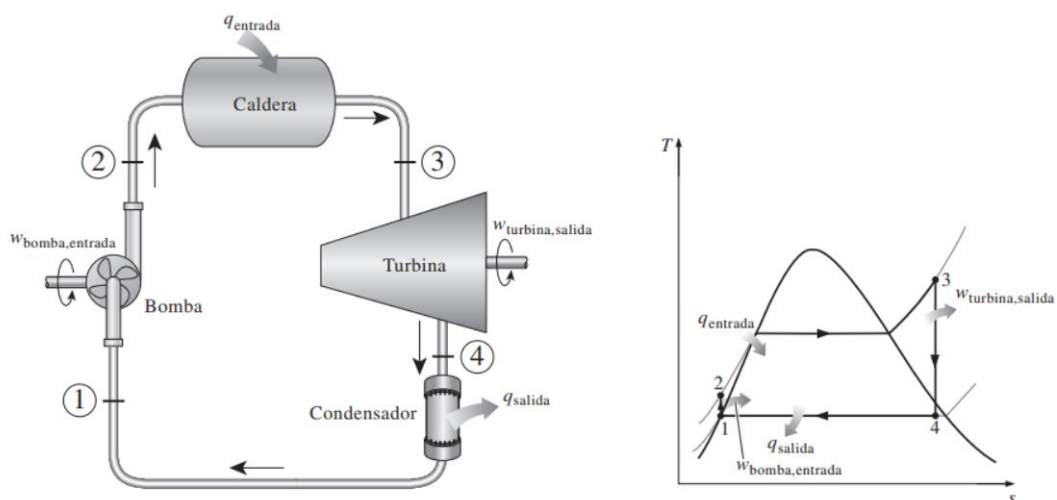


Figura 2.34 Esquema de funcionamiento del ciclo Rankine y diagrama T-S [16].

En la figura 2.34 se observa un esquema donde se muestra el funcionamiento del ciclo Rankine y los diferentes equipos que lo componen, siendo éstos una caldera de producción de vapor, un condensador, una turbina de vapor y la bomba de recirculación del vapor condensado.

Al aplicar este ciclo en las plantas termosolares, la caldera es sustituida por el receptor, en el caso de utilizar agua como fluido de trabajo, y por el generador de vapor, cuando se utilizan otro tipo de fluidos. En la turbina se produce la expansión del fluido hasta la presión de condensación, generando potencia eléctrica. Una vez el vapor de agua atraviesa la turbina, llega al condensador donde se enfría el fluido hasta las condiciones de líquido saturado. Por último, la bomba de recirculación comprime el fluido y lo dirige al inicio del ciclo.

Para mejorar el rendimiento del ciclo Rankine, y dependiendo de las características de la central, se incorporarán etapas de recalentamiento y regeneración.

2.3.1.7. Sistema de generación de vapor

Como ya se ha nombrado en el anterior apartado, dependiendo del fluido de trabajo, el sistema de generación de vapor variará. En las centrales donde se utiliza agua como fluido de trabajo, será el receptor situado en la parte superior de la torre donde se genere el vapor para el funcionamiento de la turbina. En el resto de plantas se hará uso de un intercambiador de calor para la producción de vapor.

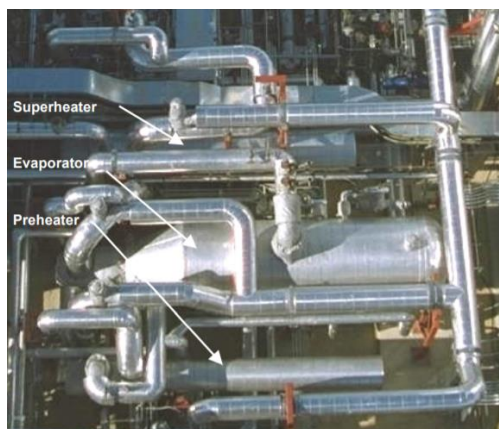


Figura 2.35 Sistema de generación de vapor de la planta Solar Two [22].

Las centrales de sales fundidas utilizan un sistema de generación de vapor formado por un precalentador, un evaporador y un sobrecalentador (Figura 2.36). El agua llega al precalentador a unos 260°C y 100 bares de presión, y aquí se eleva su temperatura hasta los 310°C cerca de su punto de saturación. El agua saturada que llega al evaporador se transforma en vapor saturado y pasa al precalentador donde aumenta de temperatura hasta los 535°C. Para realizar este proceso las sales fundidas han cedido energía térmica en su

paso a través de la cubierta del sobrecalentador, al pasar por el haz de tubos en el evaporador de la caldera y finalmente a través de la carcasa del precalentador, donde regresó al tanque de almacenamiento de sales frías a 290°C. En la figura 2.36, se muestra un esquema detallado de este proceso de intercambio de calor del sistema de generación de vapor [22].

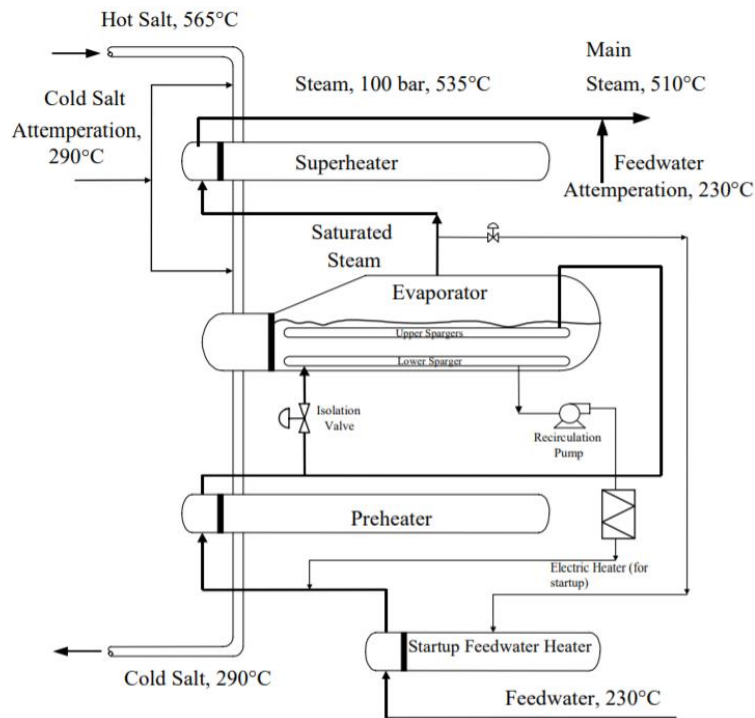


Figura 2.36 Esquema de funcionamiento del sistema de generación de vapor [22].

2.3.1.8. Turbina de vapor

La turbina de vapor es una turbomáquina, que aprovecha un flujo de vapor para producir energía cinética. Gracias a la energía térmica que absorbe el agua, se genera vapor a alta presión que llega a la turbina a través de la tobera, y atraviesa los alabes haciendo girar el eje rotor, produciendo así, energía cinética. A su vez, el eje rotor se encuentra conectado a un generador que transforma la energía cinética en eléctrica. En la turbina se produce una expansión del fluido, perdiendo presión y temperatura. Una vez el fluido abandona la turbina, se dirige al condensador donde terminará de cambiar de fase.

La turbina de vapor es un equipo industrial que se lleva utilizando en la industria de la electricidad muchos años. Actualmente más del 70% de la energía eléctrica que se genera en el mundo se produce utilizando esta tecnología. Se trata de un equipo robusto con una larga vida útil.

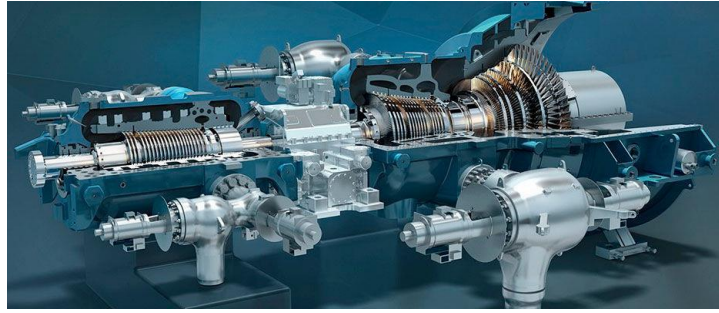


Figura 2.37 Ilustración de una turbina de vapor.

2.3.1.9. Sistema de conversión a la red

Este sistema es el encargado de transformar la energía cinética procedente de la turbina de vapor en energía eléctrica, transformarla y entregarla a la red eléctrica. Los elementos que hacen posible que se realice todo ese proceso son: el generador eléctrico, el transformador de tensión, las líneas de distribución y el sistema de respaldo. Este último, consiste en generadores diésel o baterías que permiten el funcionamiento de la planta en caso de averías o accidentes que impidan el suministro de electricidad a la central.

2.3.1.10. Generador eléctrico

El generador eléctrico permite transformar la energía cinética producida por el movimiento rotativo del eje de la turbina, en energía eléctrica. El generador consta de dos partes principales, el estator y el rotor. El primero, consiste en una armadura metálica que aloja en su interior un conjunto de conductores eléctricos, generalmente hilos de cobre, que conforman diversos circuitos. El segundo, se encuentra situado en el interior del estator, y lo conforma, un eje impulsado por la energía cinética de la turbina y una serie de circuitos que generan un campo electromagnético. Al producirse un movimiento relativo entre los conductores del estator y el campo electromagnético del rotor, se genera una diferencia de potencial entre dos polos, creando una fuerza electromotriz (FEM), y con ello, energía eléctrica.

En algunas centrales, el generador también se utiliza como motor de arranque de la turbina en la puesta en marcha de la planta.

2.3.1.11. Transformador eléctrico

La energía eléctrica producida en el generador, se entrega a la red de distribución que se encarga de dirigir la electricidad hasta los diferentes puntos de consumo. Para que esto sea posible, a la salida del generador se debe instalar un transformador que permita adecuar la tensión y el voltaje de la corriente al de la red de distribución, sin variar, en la medida de lo posible, la frecuencia y la potencia. Este proceso permite reducir las pérdidas producidas por el Efecto Joule y utilizar conductores con una menor sección, consiguiendo una mayor eficiencia y un ahorro económico.

El transformador modifica la corriente eléctrica gracias al fenómeno de la inducción electromagnética. Para ello hace uso de dos elementos como son el núcleo, formado por un material ferromagnético (normalmente acero al silicio), y los dos devanados, el primario y el secundario. Al aplicar una fuerza electromotriz en el devanado primario, se produce un flujo magnético en el núcleo, que oscila entre el devanado primario y el secundario, originando una fuerza electromagnética en este último [27].

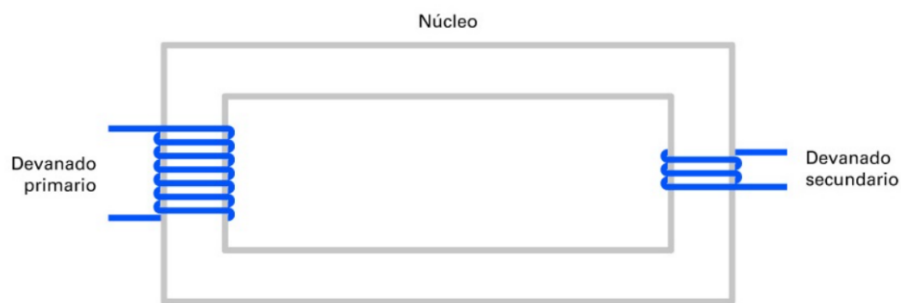


Figura 2.38 Esquema de los componentes de un transformador [27].

Capítulo 3: SIMULACIÓN

En el presente proyecto se estudiará el comportamiento y la resistencia de los receptores de una central solar térmica de torre con sales fundidas, en función de su capacidad de almacenaje. Para ello se diseñarán tres modelos de centrales, con tres capacidades de almacenaje distintas, sin almacenamiento, con capacidad para 8 horas de almacenamiento y con capacidad para 16 horas de almacenamiento.

Para llevar a cabo esta comparativa, primero se realizará el diseño y la simulación de las plantas termosolares, con ayuda del software específico SAM (System Advisor Model), para después realizar los diferentes cálculos relacionados con el desgaste producido en el receptor. Para esto último, se hará uso del software matemático Matlab, que ofrece un entorno de desarrollo integrado, y permitirá la resolución del proceso de cálculo realizado en el trabajo.

Se estudiará el daño que recibe el receptor (D_c) por las diferentes solicitaciones a las que es sometido, y el tiempo de vida estimado (t_{vida}) en función de las diferentes configuraciones de almacenaje.

En los siguientes apartados se detallarán las características y parámetros de diseño de las centrales, así como el comportamiento del material que conforma los tubos del receptor.

3.1. Localización de la planta (Ubicación y datos meteorológicos)

A la hora de diseñar una central solar, es primordial elegir una correcta ubicación, ya que de ello dependerá la cantidad de radiación solar incidente en la planta, y con ello, la capacidad de producción de energía eléctrica. Además, se deberán tener en cuenta otros factores, como el acceso del emplazamiento a recursos como agua o electricidad, y la cercanía con grandes poblaciones y puntos de abastecimiento.

Se deberán hacer numerosos estudios que permitan determinar la viabilidad del proyecto, en base a las condiciones climatológicas y a la geolocalización del emplazamiento. Existen diferentes herramientas que permiten obtener los diferentes parámetros meteorológicos como son: Modelos meteorológicos NWP (Numerical Weather Predictions), (que predicen la evolución atmosférica de una región), modelos estadísticos (generan una representación de una serie de datos recogidos previamente), y medidas de la evolución las diferentes variables como la radiación solar.

En relación con el resto de países europeos, España cuenta con condiciones propicias de radiación solar, más concretamente su región meridional (Figura 3.1). Asimismo, España posee un alto desarrollo tecnológico en este sector y facilita el progreso de este tipo de centrales.

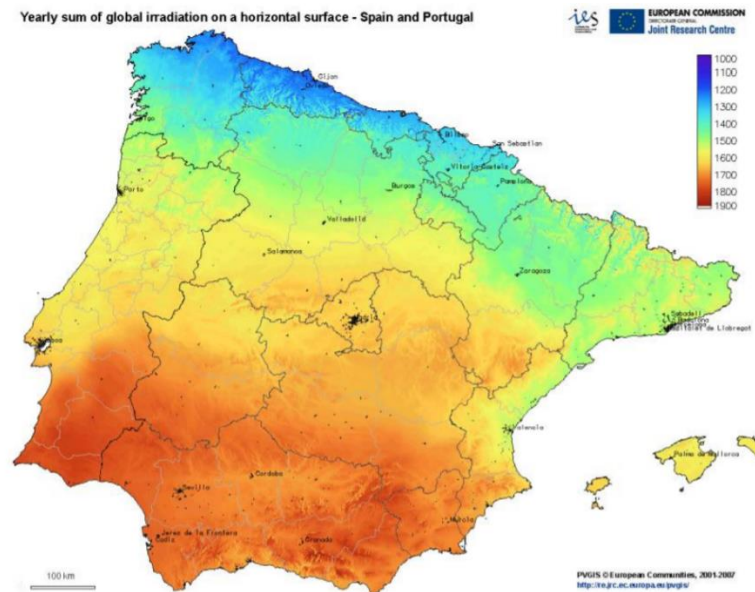


Figura 3.1 Mapa de la radiación solar directa en España y Portugal (kWh/m² año) [25].

Por todo esto, la localización elegida para el proyecto es Sevilla. No solo es una de las provincias con mayor radiación solar de la península, sino que además ya cuenta con otras centrales termosolares por las facilidades que ofrece esta localización.

Según la AEMET (Agencia Estatal de Meteorología), la irradiación solar global media de la provincia de Sevilla es de 5,23 kWh/m²día, pudiendo superar los 8 kWh/m²día en los meses veraniegos (Figura 3.2).

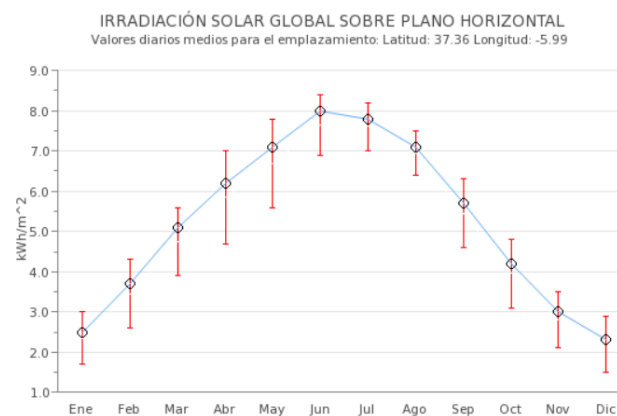


Figura 3.2 Irradiación solar global anual en Sevilla [28].

3.2. Parámetros de diseño y funcionamiento

Una vez se haya definido la localización de la central, se diseñarán el resto de elementos, en función de las características y necesidades de la planta. En este proyecto se estudiará el comportamiento y la rentabilidad de tres centrales, donde los parámetros de diseño se han ajustado en función de su capacidad de almacenamiento.

Para realizar la simulación de las centrales, se ha utilizado el software SAM (System Advisor Model), que permite diseñar y analizar el funcionamiento y el factor económico de diversas centrales energéticas.

3.2.1. Parámetros de diseño

Primero, se debe introducir en el programa la información climatológica del emplazamiento seleccionado, en este caso, la provincia de Sevilla. Para obtener los datos necesarios, se hace uso del servicio de ciencia y conocimiento de la Comisión Europea. Este organismo facilita recursos climatológicos a nivel mundial, recogidos y clasificados con el paso de los años. Para la simulación, se utilizarán los datos del Año Meteorológico Típico (AMT), es decir, una serie de datos meteorológicos con valores horarios en el periodo de un año completo, que conforman una imagen representativa de un emplazamiento concreto.

Primero se introducirán los parámetros de diseño comunes para las tres centrales. Se ha escogido un diseño de torre central con receptor cilíndrico externo. Éste se compone de 18 paneles, y cada uno se conforma de unos 100 tubos. Las sales fundidas que ascienden por la torre, se dividen a la entrada del receptor en dos trayectorias de flujo, que lo atraviesan de norte a sur. El fluido de trabajo recorre los serpentines de los paneles, de manera que uno de los circuitos recorre los paneles de la cara este, y el otro los de la cara oeste. Al llegar a la mitad del recorrido, los circuitos se cruzan y recorren la zona restante y opuesta del receptor. Esta configuración corresponde con la primera imagen de la figura 2.30 del capítulo anterior.

Tabla 3.1 PARÁMETROS DE DISEÑO COMUNES

Sección	Parámetros	Unidades	Valores
Campo de heliostatos	Ancho del heliostato	m	12,2
	Altura del heliostato	m	12,2
	Área del heliostato	m ²	144.375
	Punto de diseño DNI*	W/m ²	950
Torre y receptor	Máxima temperatura del HTF*	°C	565
	Mínima temperatura del HTF	°C	290
	Diámetro exterior del tubo	mm	40
	Espesor del tubo	mm	1,25
Ciclo de Potencia	Producción bruta de diseño de la turbina	MWe	150
	Producción neta estimada	MWe	135
	Eficiencia térmica del ciclo	-	0,404
	Energía térmica del ciclo	MWt	371

A continuación, se introduce la capacidad de almacenaje de las centrales. Esta se mide en función de las horas de producción de electricidad, que permite el volumen de sales calientes almacenadas, en condiciones climatológicas desfavorables. Las capacidades de almacenamiento serán de 16 horas, 8 horas y sin almacenaje. En función de los parámetros globales introducidos con anterioridad, y de la capacidad de almacenaje, el software diseña el resto de elementos de la central de manera óptima.

En las siguientes tablas se muestran los parámetros de diseño específicos de cada central. Como se puede observar, las dimensiones de las plantas aumentan en función de su capacidad de almacenamiento. Esto se debe, a que el ciclo de potencia tiene una capacidad máxima de generación de energía eléctrica, por lo que, en condiciones de alta radiactividad solar, se puede llegar a producir más energía térmica de la que es capaz de asimilar el ciclo de potencia. En los casos donde se posee un sistema de almacenamiento, este excedente de energía térmica se puede conservar para su futura utilización. Por el contrario, si se carece de sistema de almacenaje, no se podrá generar más energía térmica que la que puede aprovechar el ciclo de potencia en cada momento.

Todo esto conlleva, a que una mayor capacidad de almacenamiento, posibilita diseñar una central con unas dimensiones que permitan generar una mayor cantidad de energía térmica.

Tabla 3.2 PARAMETROS DE DISEÑO SIN ALMACENAMIENTO

Sección	Parámetros	Unidades	Valores
Campo de heliostatos	Número de heliostatos	-	6045
	Área reflectante total	m ²	872.746,875
Torre y receptor	Altura de la torre	m	143,617
	Altura del receptor	m	20,2143
	Diámetro del receptor	m	17,7332
	Número de paneles	-	18
	Flujo másico máximo del receptor	Kg/s	1290,97
	Múltiplo solar	-	1,2
	Energía térmica del receptor	MWt	445,5
	Eficiencia térmica del receptor	-	0,862868
Almacenamiento térmico	Horas de almacenamiento	h	0
	Volumen del tanque	m ³	0
	Almacenamiento de energía térmica	MWt-hr	0
	Volumen disponible de HTF	m ³	0
	Perdida de calor estimado	MWt	0

Tabla 3.3 PARAMETROS DE DISEÑO PARA 8 HORAS DE ALMACENAMIENTO

Sección	Parámetros	Unidades	Valores
Campo de heliostatos	Número de heliostatos	-	9825
	Área reflectante total	m ²	1.418.482
Torre y receptor	Altura de la torre	m	186,605
	Altura del receptor	m	22,6571
	Diámetro del receptor	m	19,9699
	Número de paneles	-	18
	Flujo másico máximo del receptor	Kg/s	2151,62
	Múltiplo solar	-	2
	Energía térmica del receptor	MWt	742,6
	Eficiencia térmica del receptor	-	0,879142
Almacenamiento térmico	Horas de almacenamiento	h	8
	Volumen del tanque	m ³	15549
	Almacenamiento de energía térmica	MWt-hr	2.970,3
	Volumen disponible de HTF	m ³	14.254
	Perdida de calor estimado	MWt	0.78

Tabla 3.4 PARAMETROS DE DISEÑO PARA 16 HORAS DE ALMACENAMIENTO

Sección	Parámetros	Unidades	Valores
Campo de heliostatos	Número de heliostatos	-	13064
	Área reflectante total	m ²	1.886.112
Torre y receptor	Altura de la torre	m	211,16
	Altura del receptor	m	22,4637
	Diámetro del receptor	m	20,0335
	Número de paneles	-	18
	Flujo másico máximo del receptor	Kg/s	2689,53
	Múltiplo solar	-	2,5
	Energía térmica del receptor	MWt	928,2
	Eficiencia térmica del receptor	-	0.891407
Almacenamiento térmico	Horas de almacenamiento	h	16
	Volumen del tanque	m ³	31.099
	Almacenamiento de energía térmica	MWt-hr	5.940,6
	Volumen disponible de HTF	m ³	28.507
	Perdida de calor estimado	MWt	1,3

Las principales características de diseño que varían para cada central, son las dimensiones de la torre y del campo de heliostatos. Al tener una geometría común del diseño de los heliostatos, para aumentar la radiación reflectada en el receptor, es necesario aumentar el número de heliostatos. La altura de la torre, está directamente ligada con la distribución de los heliostatos, por este motivo, conforme aumenta el número de éstos, mayor es la altura de la torre. Esto se realiza con el fin de evitar pérdidas por sombras o bloqueos, aunque al aumentar el número de heliostatos, mayor será la distancia de éstos con respecto a al receptor, lo que provoca pérdidas por atenuación atmosférica.

A medida que aumenta la capacidad de almacenamiento de las centrales, mayor es el múltiplo solar. Esto se debe, a que el éste se define como el cociente entre la potencia térmica absorbida por el fluido de trabajo en el receptor en el punto de diseño y la potencia térmica máxima requerida por el ciclo de potencia. Al poseer las tres plantas el mismo ciclo de potencia, si aumenta la potencia térmica absorbida en el receptor, aumentará el múltiplo solar.

A pesar de aumentar la altura de la torre y el diámetro del receptor conforme aumenta la capacidad de almacenamiento, el receptor mantiene el mismo número de paneles para los tres diseños.

Un ejemplo de la diferencia de las dimensiones entre las tres plantas, se observa en la figura 3.3, donde se muestra la imagen producida por el software SAM al diseñar la

disposición de los heliostatos, en función de las características y necesidades de cada central.

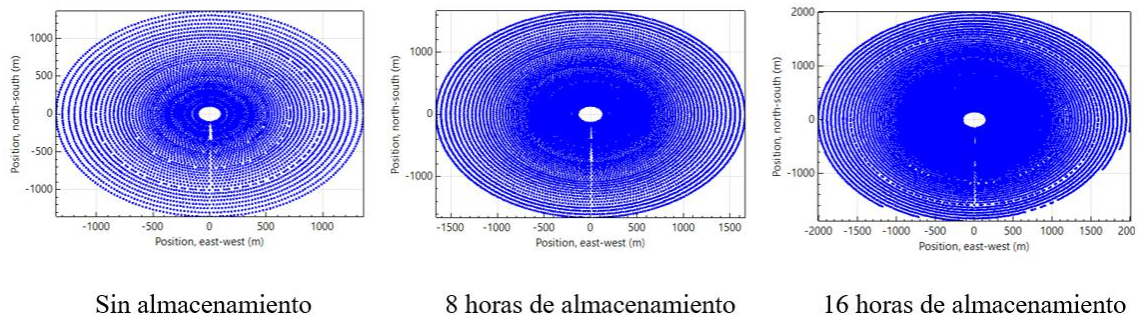


Figura 3.3 Campo de heliostatos de los tres diseños de central generado por SAM.

3.2.2. Haynes 230

Uno de los principales problemas de este tipo de plantas, es la rotura de los tubos por los que circula las sales fundidas en el receptor. Esto se debe a fuertes solicitaciones a las que se someten los tubos durante los periodos de trabajo, y la diferencia de temperatura entre la superficie expuesta a los heliostatos, y la superficie enfrentada a la estructura del receptor. Esta enorme disparidad de temperaturas, de hasta 60°C, ocasiona que la dilatación térmica producida en la superficie visible, sea muy superior a la de la superficie enfrentada a la estructura del receptor, sumado a los repetidos ciclos de trabajo donde se producen oscilaciones de temperatura considerables, termina provocando la rotura de los tubos.

Con la finalidad de solucionar este problema, se han trabajado con diferentes materiales para la composición de los tubos. Los primeros receptores utilizaban tubos de acero 316, pero rápidamente sufrían fallos por corrosión y por las tensiones que soportaban. Por esta razón, se comenzó a usar materiales con alto contenido en níquel, que ofrecían mejores resultados y evitaban la corrosión. Para el diseño de las centrales a estudio, se ha utilizado Haynes 230 como material para la fabricación de los tubos.

Haynes 230 es una aleación austenítica de níquel-cromo-tungsteno-molibdeno que presenta una alta estabilidad térmica y ofrece una gran resistencia a ambientes corrosivos. Esto le convierte en un material idóneo para la fabricación de los tubos de los receptores. Se caracteriza por su excelente resistencia a alta temperatura y a atmósferas nitrificantes, además de presentar un bajo coeficiente de expansión térmica, y una óptima resistencia al aumento del tamaño de grano ante situaciones prolongadas de alta temperatura.

Tabla 3.5 PARAMETROS HAYNES 230

Constantes	Unidades	Valores
Densidad	Kg/m ³	8970
Módulo de elasticidad	GPa	211
Punto de fusión	°C	1300-1370
Resistencia a tracción	MPa	860
Coefficiente de expansión térmica	x10 ⁻⁶ K ⁻¹	13
Límite de fluencia (648°C)	MPa	101
Conductividad térmica (650°C)	W/mK	21,4
Calor específico (600°C)	J/Kg·K	486
Coefficiente de poisson	-	0,3
Coefficiente medio de expansión térmica (de 25-700°C)	μm/m°C	14,8

Fuente: “Haynes 230 technical data”. Hight temp metals.

<https://www.hightempmetals.com/techdata/hitempHaynes230data.php>. [Último acceso: 27 de septiembre] [19].

3.3. Parámetros de operación

3.3.1. Operación del receptor

Una realizado el diseño y la simulación de las tres centrales, se procede al estudio de los datos obtenidos. Primero se analizará el comportamiento del receptor durante su vida útil. Teniendo en cuenta la vida media de los receptores utilizados actualmente, se estimará un tiempo de vida útil de 30 años. SAM ofrece la tasa horaria del flujo másico del receptor durante el AMT, lo que permite calcular las horas de funcionamiento del receptor en un año. Con esta información, se hará un estudio del número de ciclos apagado-encendido, que sufre el receptor en dicho periodo de tiempo.

Los resultados obtenidos durante el AMT se multiplicarán por 30 para ajustarse al tiempo de vida estimado del receptor.

Tabla 3.6 PERIODOS DE FUNCIONAMIENTO DEL RECEPTOR DURANTE UN AÑO

Recuento anual	Sin almacenamiento	8 horas de almacenamiento	16 horas de almacenamiento
Horas de operación	2710	2691	2712
Número de ciclos	427	429	435
Días con un encendido	284	285	283
Días con dos encendidos	50	47	51
Días con tres encendidos	13	14	14
Días con cuatro encendidos	1	2	2
Días sin funcionamiento	17	17	15

La información obtenida durante este estudio será necesaria para calcular el tiempo de vida del receptor en el apartado 3.4.

3.3.2. Operación del bloque de potencia

Un dato necesario para evaluar el funcionamiento de las centrales, es el tiempo de operación del ciclo de potencia durante su vida útil. Haciendo uso de la información recogida tras las simulaciones, se hace un recuento de las horas de operación de las plantas para el AMT. Este resultado, se multiplicará por los 30 años de vida útil estimada de las centrales.

Como se puede observar en la tabla 3.7, cuanto mayor sea la capacidad de almacenamiento de las centrales, mayor será el número de horas de funcionamiento del ciclo de potencia. En el siguiente capítulo se analizarán y explicarán los resultados obtenidos.

Tabla 3.7 PERIODOS DE FUNCIONAMIENTO DEL BLOQUE DE POTENCIA DURANTE UN AÑO

Recuento (Horas)	Sin almacenamiento	8 horas de almacenamiento	16 horas de almacenamiento
Tiempo anual de operación	2328	3513	4514
Tiempo de operación en 30 años	69840	105390	135420

3.4. Cálculo del tiempo de vida del receptor

En este apartado se expondrán las ecuaciones empleadas y el procedimiento a seguir para el cálculo de la vida útil del receptor. Primero se calcularán las tensiones y deformaciones producidas en los tubos por los que circula el fluido caloportador. A continuación, se calculará el daño por fluencia producido por estas sollicitaciones. En este caso, se va a desestimar el daño por fatiga que sufre el receptor, ya que va a ser muy inferior al daño recibido por fluencia [31]. Por último, se obtendrá el tiempo de vida del receptor.

3.4.1. Cálculo de tensión elástica

Para poder calcular el estrés térmico al que se ve sometido el receptor, se necesitan las temperaturas de trabajo del mismo. Gracias al estudio de la exergía de los receptores solares centrales [32], se dispone de las temperaturas a las que se ve sometido un receptor cilíndrico para un momento determinado. Para obtener estas temperaturas, endicho estudio se realizaron una serie de simulaciones bajo unas condiciones ambientales de 1 atmósfera de presión, 25°C de temperatura ambiente y una humedad relativa del 60%. La altura de la torre escogida fue de 130 metros de altura, con un receptor cilíndrico externo de 8,4

metros de diámetro y 18 paneles. El campo de heliostatos se diseñó con la herramienta informática SPTflux.

Como se explicó con anterioridad, el receptor cilíndrico utilizado en diseño de las centrales se va a conformar de 18 paneles, y cada uno de éstos se compone de unos 100 tubos. A la entrada del receptor, el flujo del fluido de trabajo se divide en dos trayectorias donde cada una recorre la mitad de los paneles del receptor. El único instante del día donde las trayectorias alcanzan las mismas temperaturas a lo largo de su recorrido será a las 12:00, y variarán para el resto de horas, sin embargo, únicamente se dispone de la distribución de temperaturas de diseño, por lo que se va a asumir que el receptor funciona siempre de la misma manera, independientemente del de la trayectoria del fluido estudiada. De esta forma, para la realización de los siguientes cálculos, se va a estudiar únicamente una de las trayectorias del fluido caloportador. Además, se considerará que todos los tubos de un mismo panel trabajan bajo las mismas condiciones. Por lo que únicamente se estudiarán 9 tubos del receptor.

El cálculo se va a realizar en vectores de 180 elementos que representan los 9 tubos característicos del receptor. Cada 20 elementos de estos vectores, harán referencia a uno de los tubos de cada panel.

Las temperaturas del tubo a estudio, se encuentran recogidas en una matriz de temperaturas de 66x180, donde las columnas representan las diferentes divisiones longitudinales de los tubos, y las filas representan las divisiones circunferenciales de los mismos. De las 66 divisiones circunferenciales, se va a estudiarla corona del tubo, es decir, la sección enfrentada a los heliostatos, por lo que se obtendrá un vector de temperaturas con el que se realizarán los diferentes cálculos. El motivo por el cual únicamente se va a analizar la división circunferencial donde el estrés térmico es mayor, es que las ecuaciones utilizadas solo se pueden aplicar en esta sección de los tubos.

Finalmente se obtendrán tres vectores de temperaturas, uno para la temperatura de la pared exterior del tubo, otro para la pared interior y, por último, uno para el fluido de transferencia de calor.

Para calcular la tensión elástica producida en el tubo, se utilizará la expresión temperatura media de la corona (3.1).

$$T_{mc} = \frac{T_{ee} + T_{ie}}{2} \quad (3.1)$$

Donde T_{ee} es la temperatura de la pared exterior del tubo en la cara este, T_{ie} es la temperatura de la pared interior del tubo de la cara este y T_{mc} es la temperatura media de la corona en la cara este.

Una vez calculada la temperatura media de la corona, se calcula la temperatura media del tubo con la expresión 3.2.

$$T_m = T_{ftc} + \frac{1}{\pi} (T_{mc} - T_{ftc}) \quad (3.2)$$

Donde T_m es la temperatura media del tubo y T_{ftc} es la temperatura del fluido de transferencia de calor en la cara este.

Por último, se calcula la tensión elástica ejercida en los tubos. Para ello, se utiliza la expresión 3.3, que relaciona las temperaturas calculadas anteriormente expresadas en Kelvin.

$$\sigma_E = \lambda E \left[(T_{mc} - T_m) + \left(\frac{T_{ee} - T_{ie}}{2(1-\nu)} \right) \right] \quad (3.3)$$

Donde σ_E es la tensión elástica a la que se ve sometida el tubo, λ es el coeficiente de expansión térmica, E es módulo de elasticidad y ν es el coeficiente de poisson. Todos estos parámetros están definidos para el material que conforma los tubos, Haynes 230 (tabla 3.5).

3.4.2. Deformaciones y desplazamientos

Al estudiar el comportamiento elástico del material, se podrá aplicar la Ley de Hooke (3.5) para calcular las deformaciones y desplazamientos que experimentan los tubos.

La Ley de Hooke establece que el alargamiento unitario producido en un cuerpo elástico, es directamente proporcional a la fuerza aplicada en dicho cuerpo.

Además, se conoce la relación entre la tensión y la fuerza aplicada en un cuerpo, ya que la presión es la fuerza ejercida en un cuerpo por unidad de superficie (3.4).

$$\sigma = \frac{F}{S_0} \quad (3.4)$$

Donde F es la fuerza ejercida en el cuerpo y S es la superficie donde se aplica dicha fuerza.

$$\varepsilon = \frac{\Delta L}{L} = \frac{F}{AE} \quad (3.5)$$

Donde ε es la deformación producida en el sólido, ΔL es el incremento de longitud o desplazamiento que experimenta el tubo, L es la longitud inicial del tubo y E es módulo de Young o módulo de elasticidad del material (Tabla 3.5).

3.4.3. Daño por fluencia

El fallo por fluencia se produce cuando un material es sometido a tensiones constantes durante un largo periodo de tiempo, ocasionando deformaciones permanentes sin que sea necesario que las tensiones aplicadas en el material superen el límite elástico del mismo. Para mayores temperaturas, se facilita la fluencia en los cuerpos, lo que supone un factor determinante en ciertos materiales. La deformación producida en este fenómeno, no se debe a un alargamiento de los granos, sino al desplazamiento relativo de unos granos respecto a otros.

El daño por fluencia se define como el sumatorio del cociente de los ratios de los intervalos de tiempo, entre su correspondiente tiempo de rotura (3.6). El intervalo de tiempo, es el período de tiempo cuyas condiciones (temperatura y estrés) pueden asumirse como constantes. Este parámetro se obtendrá como el sumatorio de las horas de funcionamiento del receptor (Tabla 3.6). Por otro lado, el tiempo de rotura depende de la tensión de fluencia efectiva y de la temperatura de operación.

$$D_c = \sum_{i=1}^n \frac{\Delta t_i}{t_{R,i}} \quad (3.6)$$

Donde D_c es el daño por fluencia, Δt es el intervalo de tiempo y t_R es el tiempo de rotura. El intervalo de tiempo es el período en el que los tubos receptores están sujetos a una tensión de fluencia y temperatura constantes, lo que da lugar a un tiempo específico de rotura. El parámetro n es el número total de intervalos de tiempo que ocurren en el día de diseño para los 30 años estimados de vida útil del receptor.

Para calcular el tiempo de rotura existen varias expresiones, en este caso, se utilizará la parametrización de Mendelson-Roberts-Manson (M-R-M), que permite relacionar el tiempo de rotura de un material, con su tensión de fluencia y la temperatura a la que se encuentra.

$$\log_{10}(t_R) = \beta_0 + \beta_1 \frac{1}{T} + \beta_2 \log_{10}(\sigma_{creep}) + \beta_3 \log_{10}(\sigma_{creep}) \frac{1}{T} \quad (3.7)$$

Donde β_i son las constantes de la expresión de Mendelson-Roberts-Manson que permiten obtener el tiempo de rotura, σ_{creep} es la tensión de fluencia efectiva introducida en MPa y T_{ee} son las temperaturas de la pared exterior del tubo en K.

La tensión de fluencia efectiva, se obtendrá a partir de la tensión equivalente elástico-plástica, y de la tensión de relajación.

$$\sigma_{creep} = \sigma_{eq} - \sigma_{relaj} \quad (3.8)$$

Donde σ_{eq} es la tensión equivalente elástico-plástica y σ_{relaj} es la tensión de relajación.

La tensión equivalente elástico-plástica se obtiene de corregir la tensión elástica con el Método Neuber, que estudia el efecto del gradiente de tensiones y deformaciones en entallas, y permite tener en cuenta los efectos de plasticidad del material.

La tensión de relajación, se produce en un intervalo de tiempo, bajo la acción de un pico de tensión constante. La naturaleza inelástica de la fluencia hace que una fracción de la tensión total se convierta en permanente y, por lo tanto, la tensión elástica disminuye, lo que lleva a la relajación de la tensión.

Dependiendo de la tensión a la que es sometida el sólido, y de su límite de fluencia, se estudiarán tres casos diferentes.

- Caso 1: $\sigma_E \leq S_y$.

El primero de los casos estudiará los puntos donde las tensiones elásticas son inferiores al límite de fluencia. Para este caso, se tomará como tensión equivalente elástico-plástica, el mismo valor que la tensión elástica ($\sigma_{eq} = \sigma_E$). Con estos valores, se calcularán las tensiones de relajación y fluencia.

- Caso 2: $S_y \leq \sigma_E \leq 2S_y$

Para este segundo caso, la tensión equivalente elástico-plástica, se calcula con el Método de Neuber, en términos de la curva monótona de tensión-deformación.

$$\sigma_E \varepsilon_E = \frac{\sigma_{eq}^2}{E} + \sigma_{eq} \left(\frac{\sigma_{eq}}{K} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (3.8)$$

Donde K y n son los parámetros de la curva de tensión-deformación monótona ajustados a los datos experimentales (Tabla 3.11). Como sucede en el caso anterior, una vez calculada la tensión elástico-plástica, se obtienen los resultados de las tensiones de relajación y fluencia.

- Caso 3: $2S_y \leq \sigma_E$

Para este caso, para calcular la tensión elástica-plástica, se utiliza el Método de Neuber en términos de la curva cíclica de tensión-deformación. Esto se debe a que, en estas condiciones la aleación Haynes 230 experimenta un envejecimiento dinámico o endurecimiento del material. Esto implica que la amplitud de tensión aumenta conforme aumenta el número de ciclos. Por lo tanto, la tensión elástica debe ser corregida a la mitad del ciclo de histéresis $\sigma_E = \frac{\sigma_E}{2}$. Nuevamente, se utilizará el método de Neuber para calcular la tensión elástico-plástica.

$$\frac{1}{2} \sigma_E \varepsilon_E = \frac{\sigma_{eq}^2}{E} + \sigma_{eq} \left(\frac{\sigma_{eq}}{K'} \right)^{\frac{1}{n'}} \quad (3.9)$$

Donde K' y n' se obtienen ajustando la curva de tensión-deformación cíclica (Tabla 3.8).

A continuación, se estimará la tensión de relajación haciendo uso del modelo de Norton-Bailey.

$$\sigma_{relaj} = \sigma_{eq} - E \left[\left(\sigma_{eq}/E \right)^{1-n_r} - (1 - n_r) A E^{n_r} \exp(-Q/RT) \frac{t_{estab}^{m+1}}{m+1} \right]^{\frac{1}{1-n_r}} \quad (3.10)$$

Donde R es la constante de los gases ideales, Q es la energía de activación de la fluencia, t_{estab} es el tiempo de estabilización, en segundos, que puede aproximarse a la duración de la etapa de fluencia primaria, en la que la relajación del estrés es más notable y, por último, m, n_r y A son los coeficientes experimentales de la expresión de Norton-Bailey para el material utilizado, descritos en la tabla 3.10.

3.4.4. Coeficientes mecánicos.

En la sección 3.4.3, se han trabajado con expresiones que hacían uso de una serie de coeficientes mecánicos para diferentes aleaciones, que se han ajustado mediante datos experimentales. Estos coeficientes, se encuentran en las tablas que se muestran a continuación.

En primer lugar, la Tabla 3.8 presenta los parámetros de las curvas de tensión-deformación, tanto la monótona, correspondiente al primer ciclo de carga y utilizada en

la expresión (3.8), como la curva cíclica, relacionada con el bucle de histéresis estabilizada, necesaria en la ecuación (3.9).

Tabla 3.8 COEFICIENTES DE LAS CURVAS MONÓTONA Y CÍCLICA DE TENSION-DEFORMACIÓN

Aleación	Temperatura [°C]	K [MPa]	n [-]	K' [MPa]	n' [-]
Haynes 230	427	425,75	0,0642	1455	0,1485
	650	303,74	0,0311	760	0,0744

Fuente: P. R. Barrett, R. Ahmed, M. Menon y T. Hassan, “Isothermal low-cycle fatigue and fatigue-creep of Haynes 230”, en *International Journal of Solids and Structures*, Volumes 88-89, Carolina del Norte: Elsevier Science, 2016, pp. 146-164 [35].

La Tabla 3.9 comprende los parámetros requeridos en la expresión (3.7) para obtener el tiempo de rotura, utilizando la parametrización M-R-M. Los valores de las constantes se obtienen de manera experimental tras el estudio de los diferentes materiales. El ajuste se realiza con los datos disponibles en las gráficas de tiempo de rotura versus tensión para las diferentes temperaturas de prueba.

Tabla 3.9 COEFICIENTES DE LA PARAMETRIZACIÓN M-R-M

Aleación	β_0	β_1	β_2	β_3
Haynes 230	-26,27	44158	4,72	-11337

Fuente: D.R. Eno, G.A. Young, T.-L. Sham, “A Unified View of Engineering Creep Parameters”, in: *ASME (Ed.), ASME Press. Vessel. Pip. Div. Conf. (PVP2008)*, Chicago, July 27-31, ASME, Chicago, 2008: pp. 777–792 [36].

La Tabla 3.10 recoge los coeficientes para el modelo de tensión de fluencia de Bailey-Norton, los cuales son necesarios en la ecuación (3.10) para calcular la tensión de relajación. Aquí se utiliza la tasa de deformación mínima (s^{-1}) versus tensión (MPa) a una temperatura fija para ajustar la tasa de fluencia de estado estacionario (n_r) utilizando la ecuación de fluencia de ley de potencias: $\dot{\epsilon} = A_0 \sigma^{n_r}$. A continuación, el diagrama del logaritmo natural de la tasa de fluencia mínima frente a la temperatura absoluta invertida (K^{-1}) a una tensión fija, se ajusta con la ley de Arrhenius, $\dot{\epsilon} = A \sigma^{n_r} e^{\frac{-Q}{RT}}$, para dar la energía de activación de fluencia (Q) y la constante A . Por otra parte, t_{estab} , se obtiene de la tensión de fluencia (%) frente al diagrama de tiempo a unos 700 °C y 120 MPa.

Tabla 3.10 COEFICIENTES DEL MODELO DE BAILEY-NORTON

Aleación	A [$Pa^{-n} s^{-1}$]	n_r [-]	M [-]	Q [$kJ mol^{-1}$]	T_{estab} [h]
Haynes 230	2,688e-45	6,6	0	322	30

Fuente: C.J. Boehlert, S.C. Longanbach, “A comparison of the microstructure and creep behavior of cold rolled HAYNES® 230 alloy™ and HAYNES® 282 alloy™”, in: *Materials Science and Engineering: A*, volume 528, Michigan, 2011. pp 4888–4898 [37].

3.4.5. Tiempo de vida

Finalmente, se obtiene el valor del tiempo de vida del receptor, a partir del tiempo de rotura, y del número de horas de funcionamiento del mismo para cada una de las centrales. Se utilizará la siguiente expresión:

$$t_{vida} = \frac{t_r}{t_{fun}} \quad (3.11)$$

Donde t_r es el tiempo de rotura en horas del receptor de cada central, y t_{fun} es el tiempo de funcionamiento del receptor durante un año.

De esta manera se obtendrá el número de años que podrá operar cada planta sin que se produzca una rotura en el receptor.

Capítulo 4: ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

Una vez diseñadas y simuladas las tres centrales a estudio, y descrito el proceso matemático por el que se han realizado los diferentes cálculos, en el presente capítulo se expondrán y analizarán los resultados obtenidos.

En primer lugar, se realizará una comparativa del funcionamiento y la producción de los tres diseños, donde se estudiará el comportamiento del receptor y del ciclo de potencia. Además, se analizará en detalle ciertos días representativos del año, como lo son los solsticios y equinoccios, lo que nos permitirá obtener una representación más elaborada del funcionamiento de las centrales.

En segundo lugar, se expondrán los resultados de los cálculos detallados en el capítulo anterior. Se analizará el daño por fatiga sufrido por los receptores, así como el tiempo de vida estimado de cada uno de ellos.

4.1. Comparativa de funcionamiento y producción

En este apartado, se realizará una comparativa de la producción y del funcionamiento, entre las tres centrales diseñadas. Se analizarán los resultados obtenidos en su simulación, y se explicará su relación con la capacidad de almacenaje de cada una de ellas.

4.1.1. Funcionamiento del receptor

Como se explicó en el apartado 3.2.1, la capacidad de almacenamiento de cada central afecta notablemente en el diseño y las dimensiones de la misma. Uno de los parámetros comunes para las tres centrales (Tabla 3.1), es la capacidad de trabajo del ciclo de potencia. Para ciertas condiciones climatológicas donde la carga de radiación solar es alta, la energía térmica producida supera la capacidad de generación de energía eléctrica del ciclo de potencia. En estos casos, el excedente de energía térmica se almacena en los tanques de sales fundidas.

En las siguientes figuras, se muestra el flujo másico del receptor en cada central para un año de funcionamiento.

La figura 4.1, muestra la evolución del flujo másico del receptor para la planta sin almacenamiento. Aquí, se puede observar un límite de flujo másico en torno a los 950 kg/s. Como se explicó anteriormente, esto se debe a que, al prescindir de sistemas de

almacenamiento de energía, el receptor no va a generar una cantidad de energía térmica mayor de la que es capaz de aprovechar el ciclo de potencia. Esto provoca una limitación de la generación de energía eléctrica, ya que en numerosas ocasiones se alcanza el flujo másico máximo permitido, especialmente en los meses de verano.

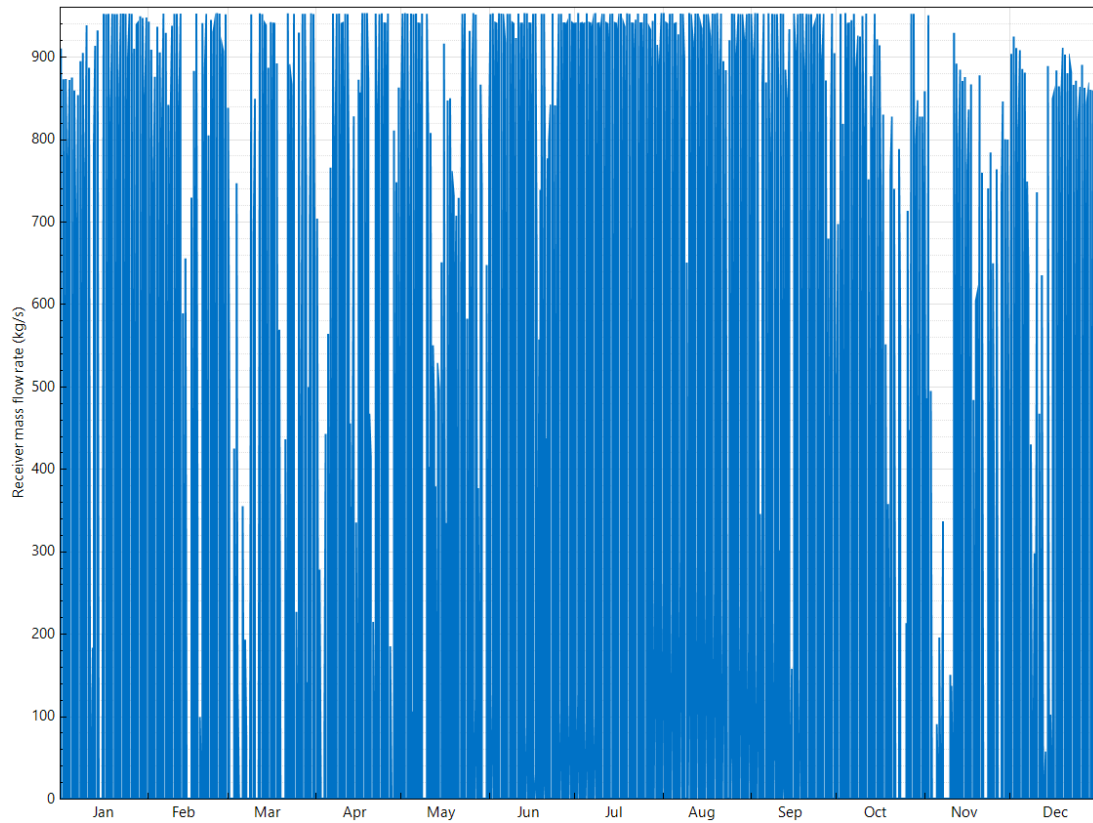


Figura 4.1 Flujo másico anual del receptor para la planta sin almacenamiento.

En las figuras 4.2 y 4.3, se muestra el flujo másico del receptor para las dos centrales restantes. En este caso, no se observa un límite de flujo másico claramente definido, debido a la posesión de un sistema de almacenaje de sales fundidas. Al contrario que la central sin almacenamiento, estas plantas son capaces de aprovechar los días de alta radiación solar, pudiendo reservar el excedente en los tanques de almacenamiento.

La central con mayor capacidad de almacenamiento, como se puede deducir, trabaja con un flujo másico mayor. Esto le va a permitir una generación de energía eléctrica anual superior.

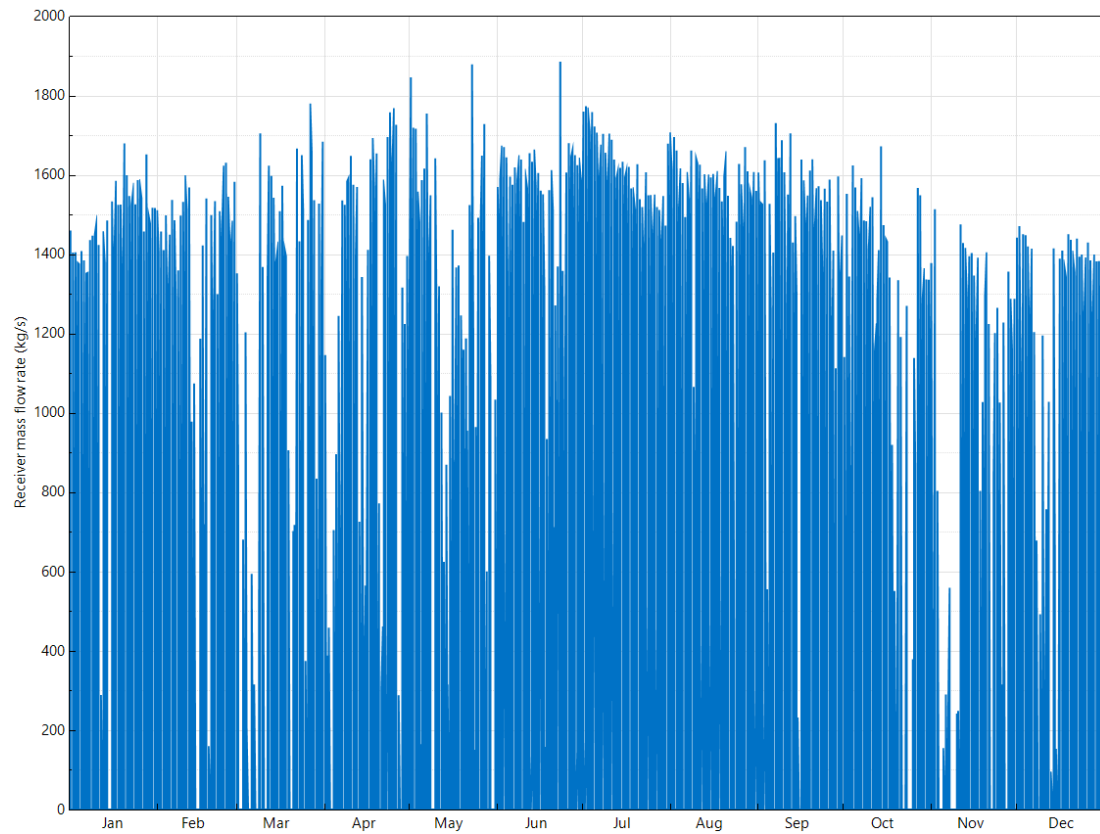


Figura 4.2 Flujo másico anual del receptor para la planta con 8 horas de almacenamiento.

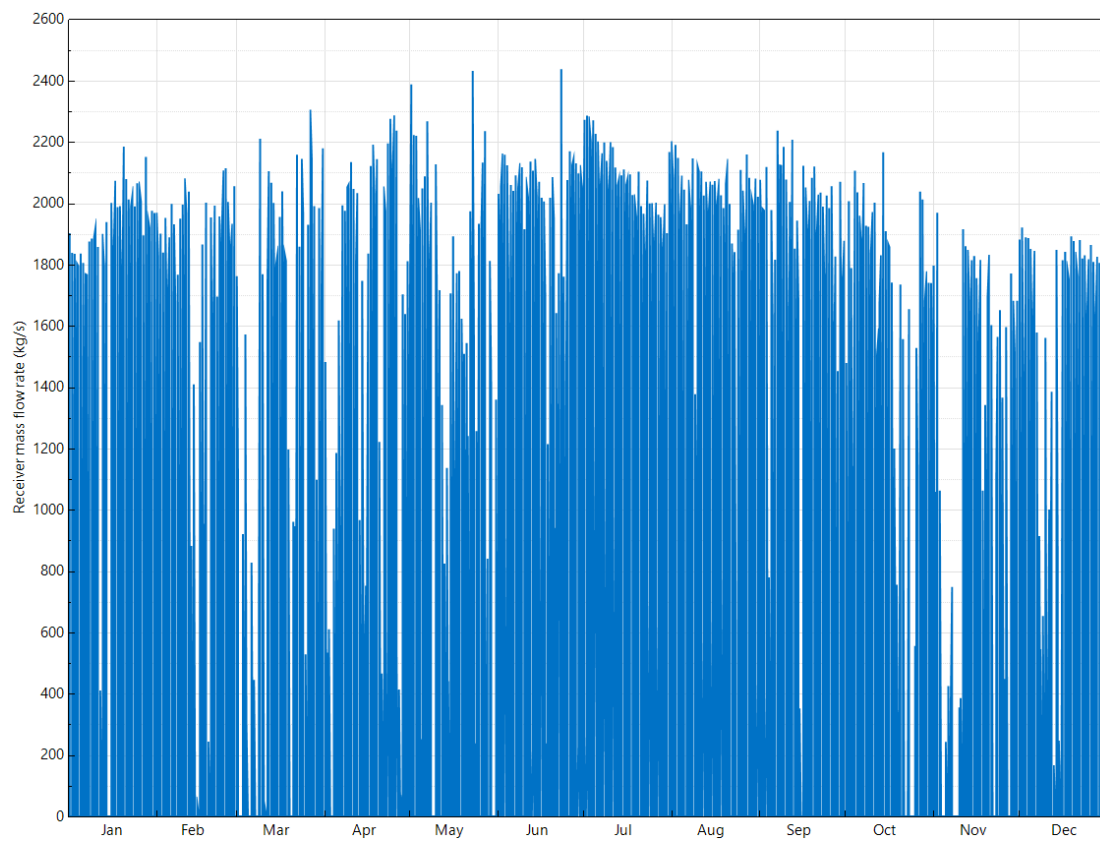


Figura 4.3 Flujo másico anual del receptor para la planta con 16 horas de almacenamiento.

El gráfico representado en la figura 4.4, muestra la intensidad del flujo másico anual y las horas a las que opera el receptor para la central sin almacenamiento. El rango de funcionamiento de éste, se encuentra entre las 8 de la mañana y las 7 de la tarde aproximadamente, con meses donde se llegan a superar estos límites. Esta planta opera un gran número de veces a la máxima capacidad de flujo másico en función del ciclo de potencia, con la finalidad de que éste pueda producir la máxima cantidad de electricidad en cada momento.

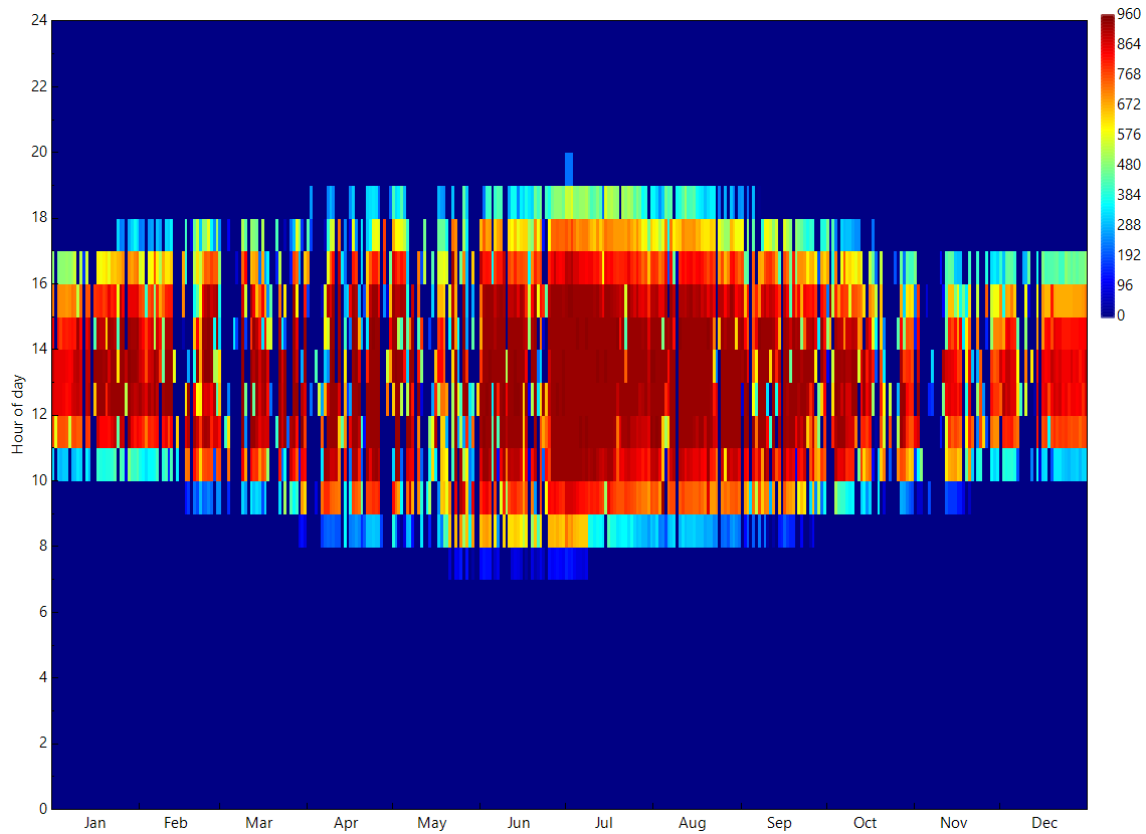


Figura 4.4 Gráfico tiempo de operación del flujo másico del receptor de la central sin almacenamiento.

Si se comparan las horas de operación del receptor de la central sin almacenamiento con las centrales con capacidad de almacenamiento, apenas se observa que exista una diferencia significativa. Todas las plantas operan un número de horas similar, y en los mismos momentos del día, donde la radiación solar es directa y de una cierta intensidad. Sin embargo, el flujo másico que atraviesa el receptor durante su funcionamiento, es mayor conforme aumenta la capacidad de almacenaje de las plantas. No obstante, en las plantas con mayor almacenamiento, a pesar de operar con un flujo másico superior, el receptor apenas se somete a periodos de máxima capacidad de trabajo.

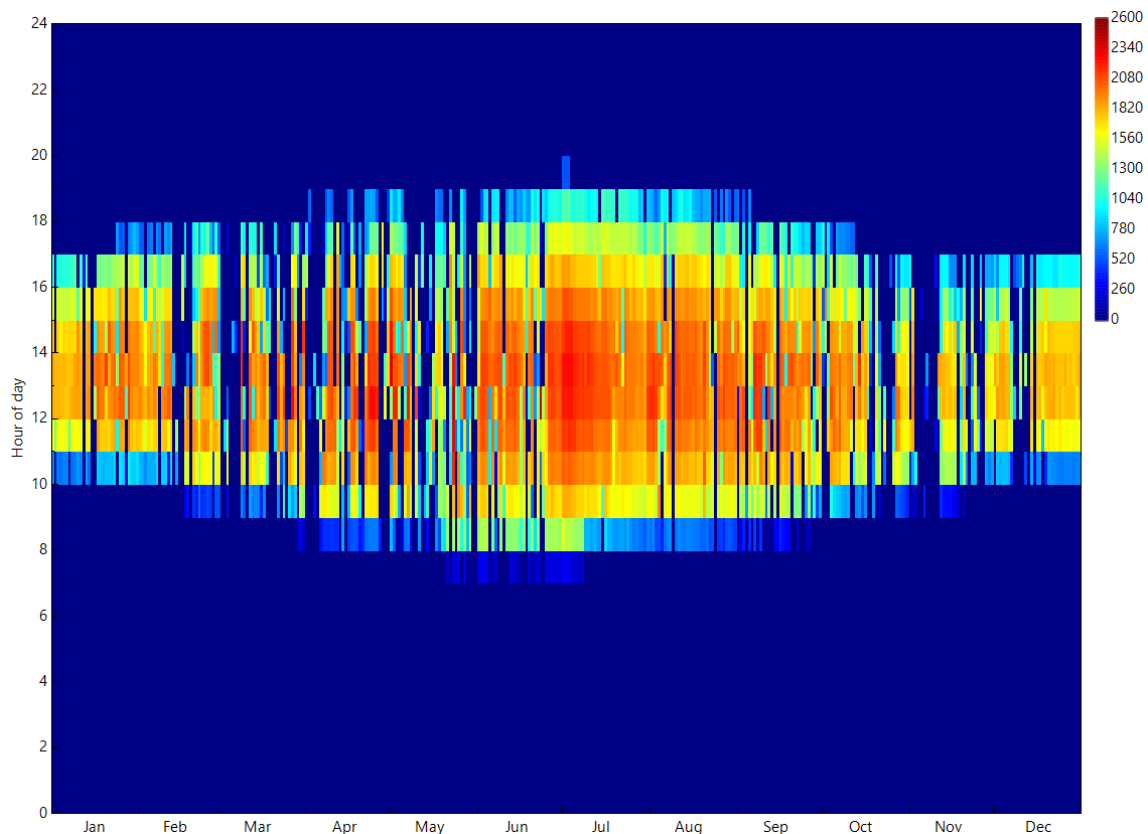


Figura 4.5 Gráfico tiempo de operación del flujo másico del receptor de la central con 16 horas de almacenamiento.

4.1.2. Funcionamiento del bloque de potencia

En la siguiente figura se muestra la energía eléctrica producida por el ciclo de potencia de la central sin almacenamiento, frente a la central con 16 horas de almacenamiento, durante el periodo de un año. En este caso no se muestra la comparación de las dos centrales con almacenamiento, porque apenas hay una variación apreciable en este tipo de gráficos.

Al no poder almacenar energía térmica para su posterior transformación en energía eléctrica, el ciclo de potencia de la planta sin almacenamiento trabaja un gran número de veces al límite de potencia. Por otro lado, el ciclo de potencia de la planta con mayor capacidad de almacenamiento, trabaja a un ritmo más constante, en torno a los 160 MW, y con picos de potencia más bajos. Esto se debe a que puede administrar la energía térmica acumulada para producir la electricidad. Además, esta última trabaja un mayor número de horas anuales, dado que puede seguir produciendo a pesar de que las condiciones climatológicas sean desfavorables. Esto le va a permitir producir una mayor cantidad de energía eléctrica al año.

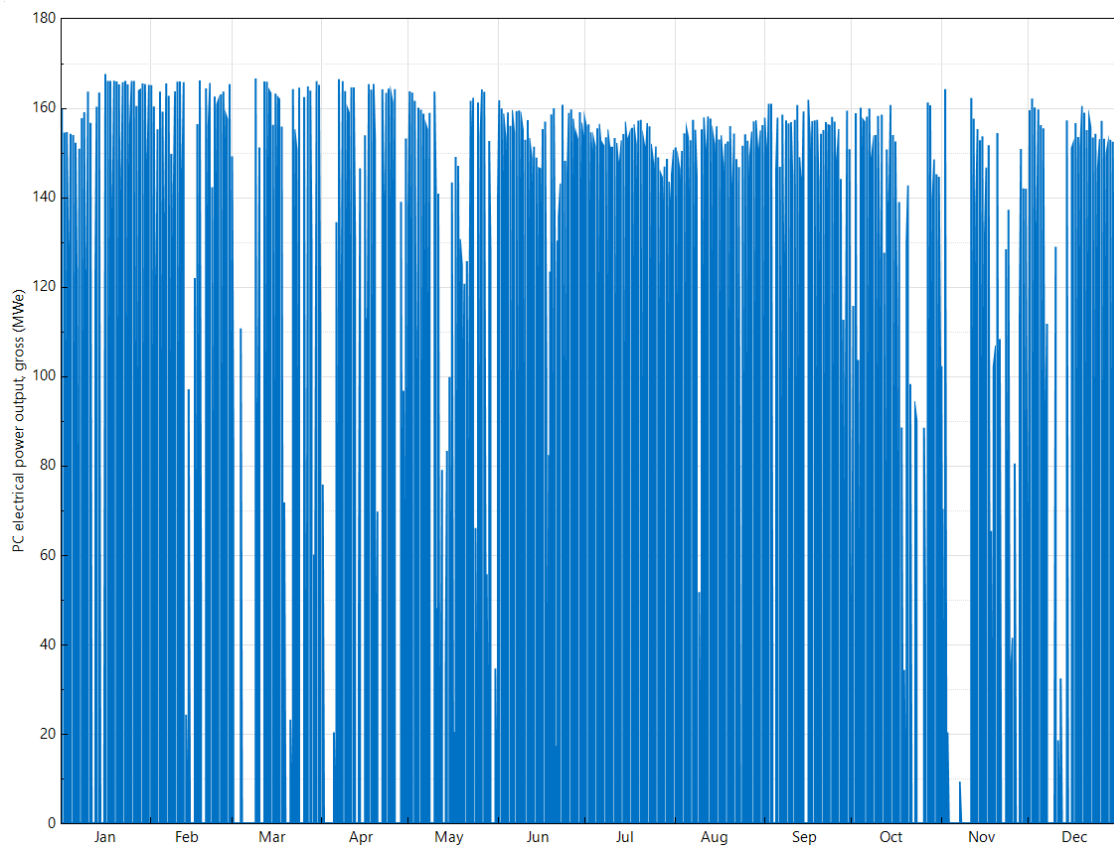


Figura 4.6 Energía eléctrica producida en el ciclo de potencia en la planta sin almacenamiento.

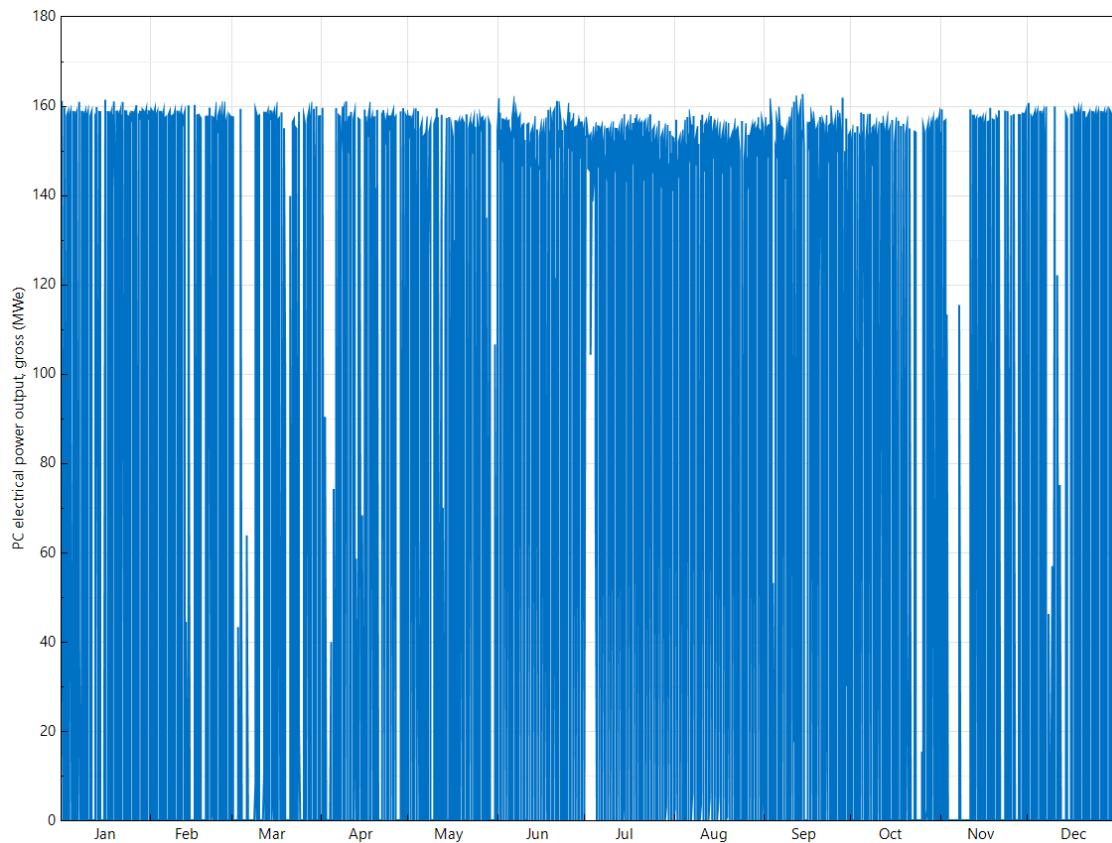


Figura 4.7 Energía eléctrica producida en el ciclo de potencia en la planta con 16 horas de almacenamiento.

En las figuras 4.8 y 4.9, se encuentra representada la energía eléctrica producida por el ciclo de potencia de la central sin almacenamiento, frente al de la central con 16 horas de almacenamiento. Una vez más, se prescinde de la representación de la central con 8 horas de almacenamiento, dado que en este tipo de representaciones apenas hay variación con respecto a la central con 16 horas de almacenamiento.

El ciclo de potencia de la central que carece de sistema de almacenamiento, se encuentra limitado a las condiciones climatológicas de cada momento. De esta manera, se puede observar cómo su producción energética se limita a los periodos de radiación solar directa. Sin embargo, el ciclo de potencia de la central con sistema de almacenamiento, puede seguir produciendo energía eléctrica a pesar de las condiciones climatológicas, incluso llega a haber periodos de más de 24 horas de funcionamiento. Además, al poder gestionar las horas de funcionamiento del ciclo de potencia, le permite regular la intensidad del mismo, obteniendo una carga de trabajo más uniforme.

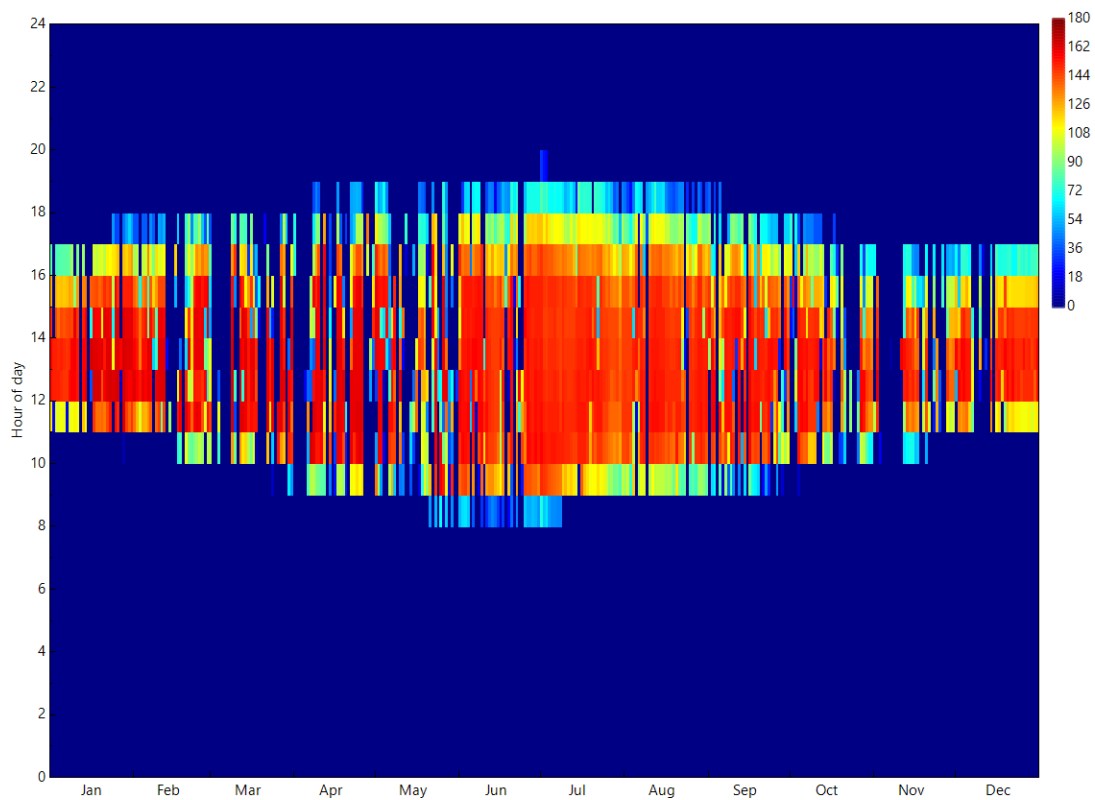


Figura 4.8 Representación de la energía eléctrica producida en el ciclo de potencia de la central sin almacenamiento.

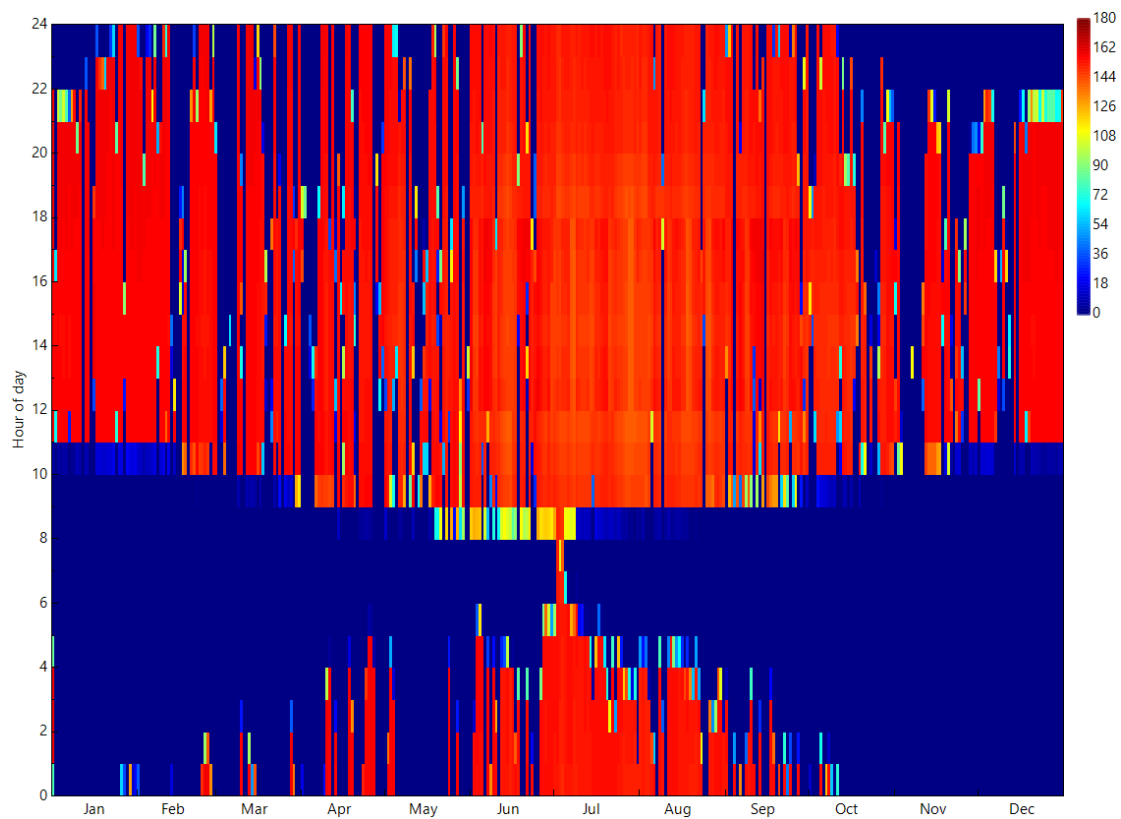


Figura 4.9 Representación de la energía eléctrica producida en el ciclo de potencia de la central con 16 horas de almacenamiento.

4.1.3. Energía producida

Tras comparar y explicar el funcionamiento del receptor y del ciclo de potencia de las tres centrales diseñadas, queda mostrar el resultado final de la producción de cada una de ellas. Como ya se explicó previamente, la capacidad de producción de energía eléctrica de este tipo de centrales, se encuentra fuertemente ligada a su capacidad de almacenamiento de energía térmica. Por ello, se puede prever que la planta con 16 horas de almacenamiento será la que más energía eléctrica produce al cabo de un año.

Tabla 4.1 ENERGÍA ANUAL PRODUCIDA

Parámetro (kWh)	Central sin almacenamiento	Central con 8 horas de almacenamiento	Central con 16 horas de almacenamiento
Energía anual producida	243.409.792	419.927.168	557.720.448

En la figura 4.10, se muestra un gráfico comparativo de la producción de energía eléctrica, de las tres centrales diseñadas, a lo largo de un año. Se observa una mayor diferencia de producción entre la central sin capacidad de almacenamiento y las otras dos restantes, que entre las dos plantas que sí la poseen, especialmente en los meses de verano donde la radiación solar es mayor.

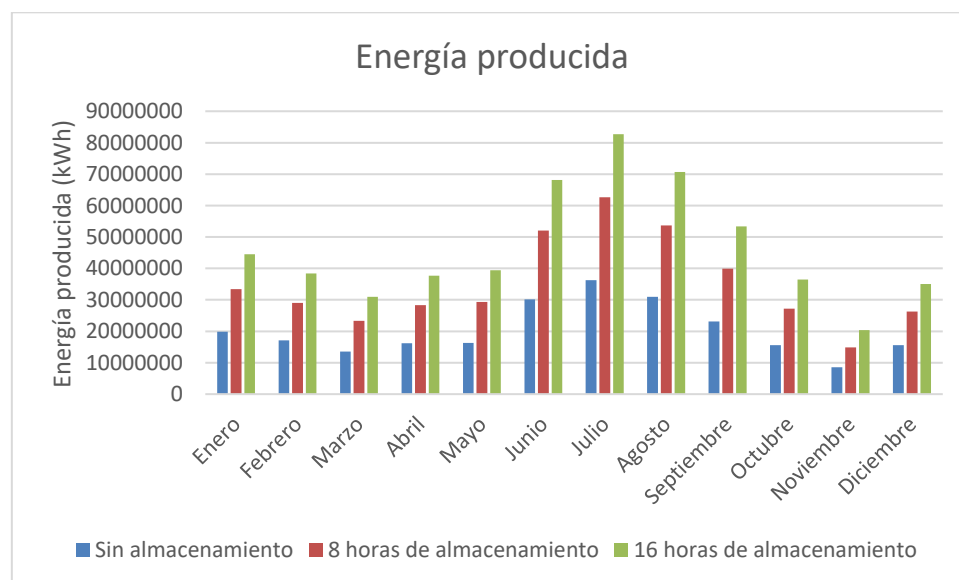


Figura 4.10 Comparativa de la energía mensual producida de las tres centrales.

Los meses de mayor producción de energía eléctrica son los comprendidos entre junio y septiembre, y el mes donde se produce la menor producción de energía es, con diferencia, noviembre. De los meses invernales, donde la radicación solar que llega a los heliostatos es menor, cabe destacar el mes de enero. La producción de este mes supera a la de los meses de primavera u otoño, quedando solamente por debajo de los meses de verano.

La tabla 4.2 recoge el factor de capacidad de cada una de las centrales. Éste indica la relación entre la producción de energía eléctrica real durante el periodo de vida útil estimado y la máxima producción de energía eléctrica posible si se hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo periodo. Para la central sin almacenamiento, este factor depende completamente de las condiciones climatológicas de la ubicación seleccionada. Para mejorar este resultado, la planta se debería situar en una zona con un mayor número de horas de radiación solar directa. Como se ha explicado, las centrales con mayor almacenamiento son capaces de generar una mayor cantidad de energía eléctrica, por lo que su factor de capacidad es superior.

Tabla 4.2 FACTOR DE CAPACIDAD

Parámetro (%)	Central sin almacenamiento	Central con 8 horas de almacenamiento	Central con 16 horas de almacenamiento
Factor de capacidad	20,6	35,5	47,2

En el próximo capítulo, se realizará un análisis económico donde se estudiarán los costes y beneficios de cada diseño, y se estudiará su relación con la capacidad de producción energética de las diferentes centrales.

4.2. Comparativa de operación en días significativos

En este apartado, se va a realizar una comparativa del funcionamiento del receptor y del ciclo de potencia en diferentes días puntuales, gracias a los cuales se va a obtener una imagen representativa de su funcionamiento en las diferentes condiciones. Los días a estudio que se han seleccionado son los solsticios y equinoccios.

Se denomina equinoccios, a los instantes del año en los que el Sol se encuentra situado en el plano del ecuador celeste. En ese momento, el Sol alcanza el cenit con respecto al paralelo del ecuador, lo que produce que el día y la noche en ambos hemisferios tengan la misma duración, y los rayos solares alcancen la zona intertropical con mayor intensidad. A lo largo de un año este fenómeno se produce dos veces, una marca el comienzo de la primavera (entre el 19 y el 21 de marzo), y otra el inicio del otoño (entre el 21 y el 24 de septiembre).

Por otro lado, los solsticios se producen cuando el Sol alcanza su mayor declinación norte o sur con respecto al ecuador celeste. En el hemisferio norte, el solsticio de verano se produce en el momento en el que el sol alcanza el cenit sobre el trópico de Cáncer (entre el 20 y el 21 de junio), lo que provoca el día más largo del año. Por el contrario, el solsticio de invierno se produce en el momento en el que el sol alcanza el cenit sobre el trópico de Capricornio (entre el 21 y 22 de diciembre), lo que da lugar a la noche más larga del año.

Para este estudio, se han seleccionado casos fuera de los periodos de solsticios y equinoccios previamente mencionados. Esto se debe a que en el emplazamiento donde están ubicadas las centrales, durante esos periodos, se produjeron condiciones meteorológicas desfavorables, por lo que se seleccionó un día representativo lo más cercano posible.

Primero se estudiará el comportamiento del receptor. Para un mismo día de funcionamiento, el receptor de las tres centrales trabaja el mismo número de horas, ya que el tiempo de funcionamiento depende de las horas de radiación solar directa y no de los parámetros de diseño de cada planta. Como se explicó en el apartado 4.1.1, al comparar el flujo másico del receptor, se observa un crecimiento del mismo conforme aumenta la capacidad de almacenaje de la central.

Tabla 4.3 FLUJO MÁSIKO DEL RECEPTOR

Hora	Sin almacenamiento (kg/s)				8 horas de almacenamiento (kg/s)				16 horas de almacenamiento (kg/s)			
	22 marzo	22 junio	21 sept.	21 dic.	22 marzo	22 junio	21 sept.	21 dic.	22 marzo	22 junio	21 sept.	21 dic.
0:00												
1:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7:00	0	104,72	0	0	0	138,181	0	0	0	220,916	0	0
8:00	0	625,532	0	0	0	1008,73	0	0	0	1314,05	0	0
9:00	329,629	770,742	592,391	0	506,94	1245,58	933,45	0	691,813	1616,16	1268,13	0
10:00	819,152	796,255	838,892	336,059	1311,99	1285,31	1348,73	504,073	1707,52	1665,73	1754,16	701,354
11:00	940,507	761,447	916,869	769,407	1511,22	1234,23	1465,03	1228,1	1959,9	1600,5	1900,39	1611,54
12:00	940,097	640,177	912,679	868,27	1642,15	1054,46	1463,17	1384,45	2126,79	1370,73	1896,56	1809,84
13:00	940,874	316,887	940,113	860,168	1590,68	548,709	1541,89	1375,11	2059,33	727,384	1996,91	1794,09
14:00	916,21	731,165	924,708	846,021	1456,68	1196,88	1484,89	1353,69	1885,02	1552,16	1922,3	1763,97
15:00	738,3	830,274	845,151	675,512	1195,59	1344,59	1365,18	1094,84	1547,54	1739,72	1765,81	1428,67
16:00	535,372	794,274	710,229	459,843	886,627	1290,23	1160,62	758,382	1150,01	1667,32	1503,27	997,504
17:00	0	691,482	470,511	0	0	1133,31	787,203	0	0	1465,59	1028,05	0
18:00	0	468,274	0	0	0	783,995	0	0	0	1020,51	0	0
19:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Dentro de los días seleccionados, el solsticio de verano (22 de junio), es el día con mayor número de horas de funcionamiento del receptor, y el solsticio de invierno (21 de diciembre), es el día con menor número de horas de funcionamiento del receptor. En los periodos de equinoccios, el receptor representa parámetros de funcionamiento similares, ligeramente superiores en el equinoccio de otoño.

En las figuras 4.11 y 4.12, se encuentran representadas las gráficas comparativas del flujo másico del receptor para cada uno de los días estudiados, para las centrales sin almacenamiento y con 16 horas de almacenamiento respectivamente. Se han representado las centrales donde se produce la mayor diferencia en el funcionamiento del receptor. Como se puede observar, los equinoccios van a ser los periodos donde la radiación solar va a alcanzar la máxima intensidad, por lo que va a ser aquí, donde se produzcan los mayores niveles de flujo másico. Sin embargo, va ser en los solsticios donde el receptor trabaje un mayor número de horas.

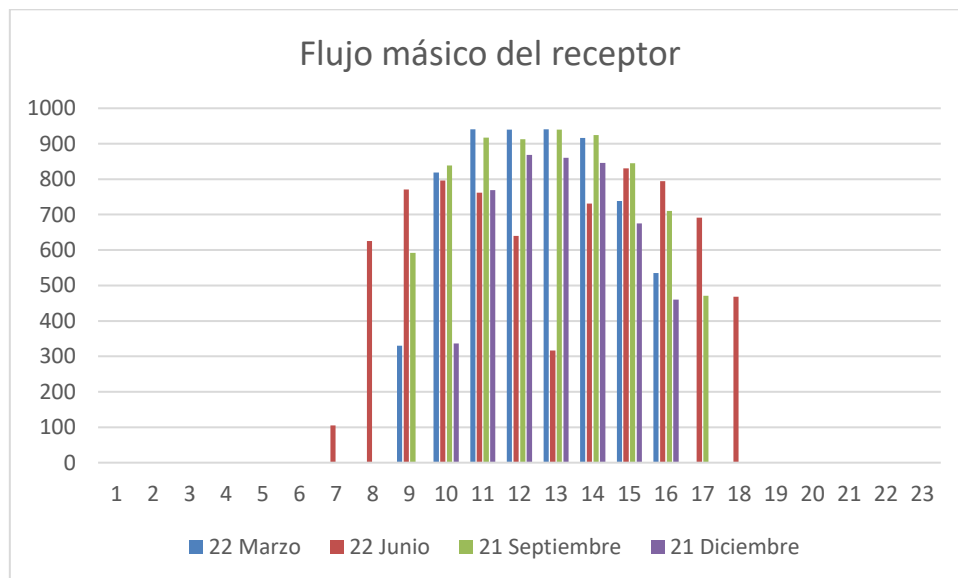


Figura 4.11 Comparativa del flujo másico que atraviesa el receptor en ciertos días significativos para la central sin almacenamiento.

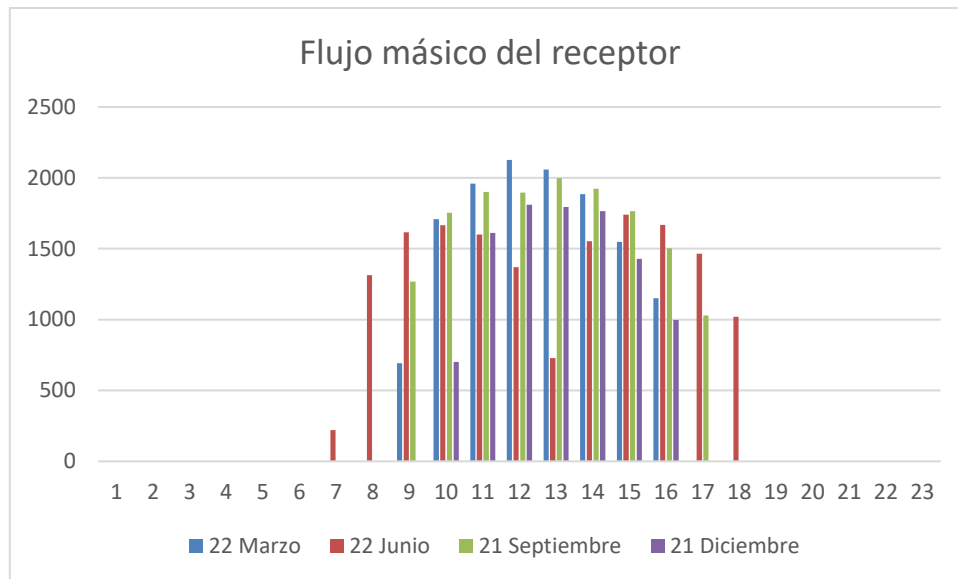


Figura 4.12 Comparativa del flujo másico que atraviesa el receptor en ciertos días significativos para la central con 16 horas de almacenamiento.

En la tabla 4.4, se muestra la comparativa de la energía eléctrica producida en el ciclo de potencia entre las tres centrales diseñadas, para los periodos de solsticios y equinoccios, para un año típico de funcionamiento. Al contrario que sucede con el tiempo de trabajo del receptor, el ciclo de potencia puede seguir produciendo energía eléctrica independientemente de las condiciones climatológicas y de los ciclos de noche y día, gracias a los sistemas de almacenamiento de sales fundidas. Por este motivo, el funcionamiento del ciclo de potencia de la central sin capacidad de almacenamiento, se ve limitado a las horas de radiación solar directa de la misma manera que el receptor.

Acorde con el desempeño realizado por el receptor, el ciclo de potencia de la central sin almacenamiento, funciona a su máxima capacidad de producción para los días con alta radiación solar. Sin embargo, los otros dos modelos no necesitan producir la máxima cantidad de energía eléctrica durante los periodos de radiación solar directa, ya que pueden regular la generación de energía para su posterior suministro cuando sea requerida.

Tabla 4.4 ENERGÍA ELÉCTRICA PRODUCIDA EN EL CICLO DE POTENCIA

Hora	Sin almacenamiento				8 horas de almacenamiento				16 horas de almacenamiento			
0:00	22 marzo	22 junio	21 sept	21 dic	22 marzo	22 junio	21 sept	21 dic	22 marzo	22 junio	21 sept	21 dic
1:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8:00	0	46,5404	0	0	0	103,212	0	0	0	116,808	0	0
9:00	0	131,219	23,0375	0	4,77181	153,424	55,6008	0	8,36438	153,403	60,7999	0
10:00	123,27	135,568	140,783	0	156,307	152,612	149,63	4,56138	156,339	152,592	149,659	8,90404
11:00	162,01	127,316	150,846	115,221	155,526	151,781	148,085	157,088	155,505	151,76	148,11	157,067
12:00	161,75	102,207	149,599	152,822	155,27	157,675	153,445	156,802	155,25	157,589	153,544	156,833
13:00	161,483	43,7405	152,832	151,3	154,986	155,711	152,756	156,532	154,966	156,618	152,852	156,563
14:00	157,661	119,475	149,84	148,82	154,679	156,669	152,01	156,195	154,707	156,584	152,111	156,226
15:00	126,698	140,879	139,673	116,712	155,114	157,513	153,612	156,705	155,091	157,434	153,722	156,682
16:00	89,2096	134,151	113,415	77,0209	155,437	158,255	155,279	157,03	155,487	158,173	155,196	157,077
17:00	0	114,076	68,4589	0	154,636	158,904	156,433	156,73	154,847	158,817	156,619	156,902
18:00	0	74,4685	0	0	155,505	153,554	151,326	156,945	155,719	153,578	151,417	157,131
19:00	0	0	0	0	156,123	153,999	152,538	2,25016	156,343	154,158	152,637	157,284
20:00	0	0	0	0	91,3355	154,842	153,697	0	156,782	155,021	153,809	157,39
21:00	0	0	0	0	0	20,0718	99,8476	0	156,844	155,489	154,356	100,33
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	156,891	155,917	154,87	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	145,262	156,26	155,323	0

Al igual que sucede en la comparativa del flujo másico del receptor, de los días seleccionados, el solsticio de verano es el día con mayor número de horas de funcionamiento del ciclo de potencia, y el solsticio de invierno es el día con menor horas de funcionamiento. En este caso, a medida que aumenta la capacidad de almacenamiento de la central, se homogeniza la cantidad de horas de trabajo del ciclo de potencia. Esto se debe a que, a mayor volumen del tanque de almacenamiento, mayor será el número de horas que permitan la producción de energía eléctrica en condiciones climatológicas desfavorables

Atendiendo a las figuras 4.13 y 4.14, se observa cómo las centrales con una gran capacidad de almacenamiento, para días soleados, independientemente del día del año, el ciclo de potencia es capaz de producir una cantidad de energía eléctrica más o menos constante, durante un periodo de tiempo. Por otro lado, la central sin almacenamiento producirá una mayor cantidad de energía eléctrica en los equinoccios, pero durante unas pocas horas del día, y será en el solsticio de verano, donde trabaje un mayor número de horas, pero a menor intensidad.

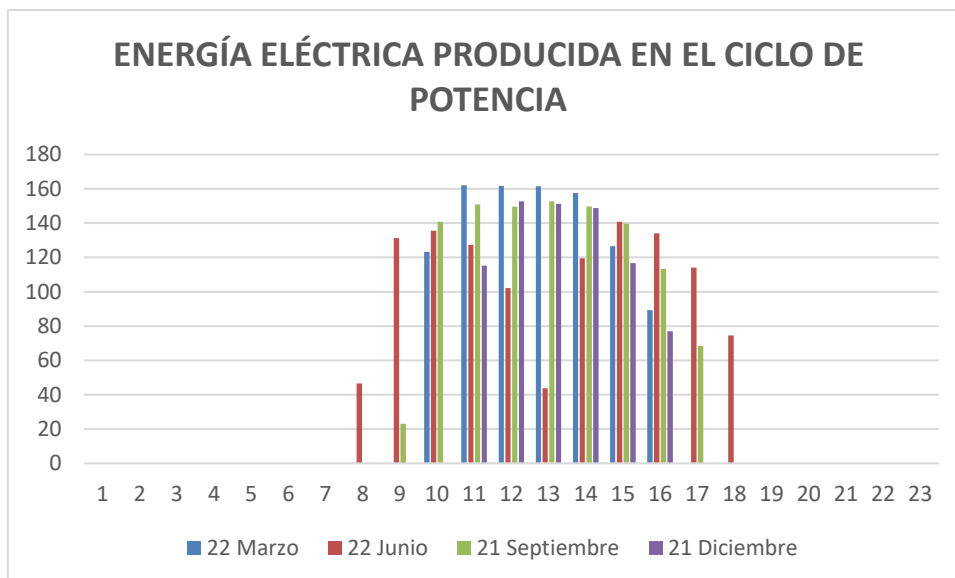


Figura 4.13 Comparativa de la energía eléctrica producida en el ciclo de potencia en ciertos días significativos para la central sin almacenamiento.

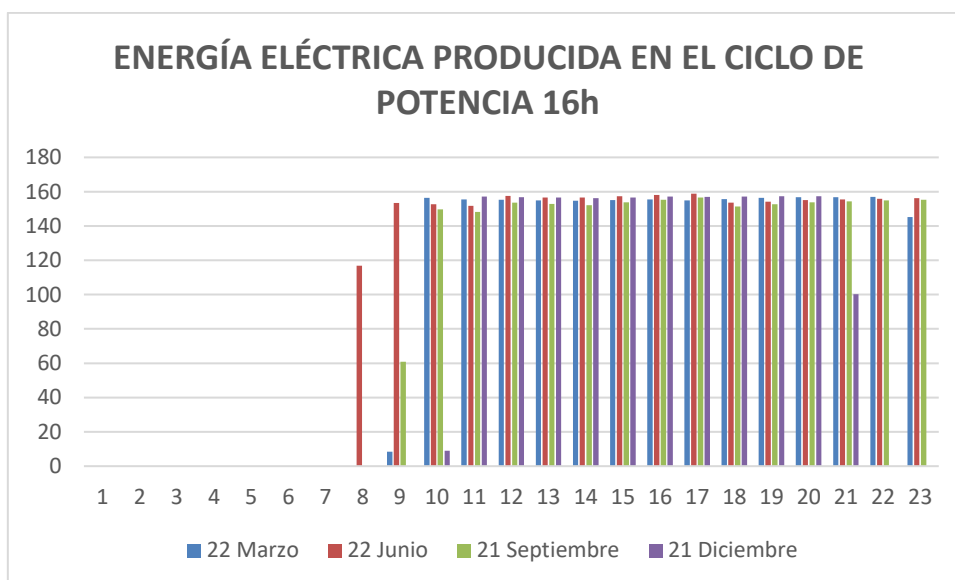


Figura 4.14 Comparativa de la energía eléctrica producida en el ciclo de potencia en ciertos días significativos para la central con 16 horas de almacenamiento.

4.3. Daño por fluencia

Tras la descripción del proceso de cálculo realizado para obtener el daño por fatiga en el capítulo anterior, en el presente apartado se analizarán y se compararán los resultados obtenidos.

Previamente a calcular el daño por fatiga, se han calculado una serie de parámetros, se han analizado y se ha realizado una comparativa entre las tres centrales. El primer parámetro de interés es la tensión elástica.

Como ya se explicó anteriormente, todos los parámetros calculados en este proceso se hacen mediante vectores de 180 elementos, que describen los 9 tubos representativos del receptor. En la figura 4.15, se encuentran representadas las temperaturas a las que se someten los tubos y las sales fundidas durante el periodo de trabajo. Al utilizar un receptor cilíndrico, cada panel que conforma el receptor, posee una orientación distinta. De esta manera, dependiendo de la orientación de los tubos, éstos recibirán una cantidad de radiación solar diferente.

Las temperaturas alcanzadas en cada tubo experimentan una evolución parecida a una función parabólica. Esto se debe a que, al estudiar las divisiones axiales de los tubos, va a ser en la sección media de éstos, donde incida directamente la radiación solar reflejada por los heliostatos, por lo que será aquí donde se alcancen las mayores temperaturas. Conforme nos alejemos de la parte central, irán reduciéndose las temperaturas progresivamente. Esta diferencia térmica entre la zona media y los extremos, se ve reducida a medida que aumenta la radiación solar recibida, alcanzando temperaturas más uniformes a lo largo de todo el tubo. Por otro lado, la temperatura alcanzada por las sales fundidas presenta mayor homogeneidad durante todo el recorrido, apenas pudiéndose distinguir los cambios de panel.

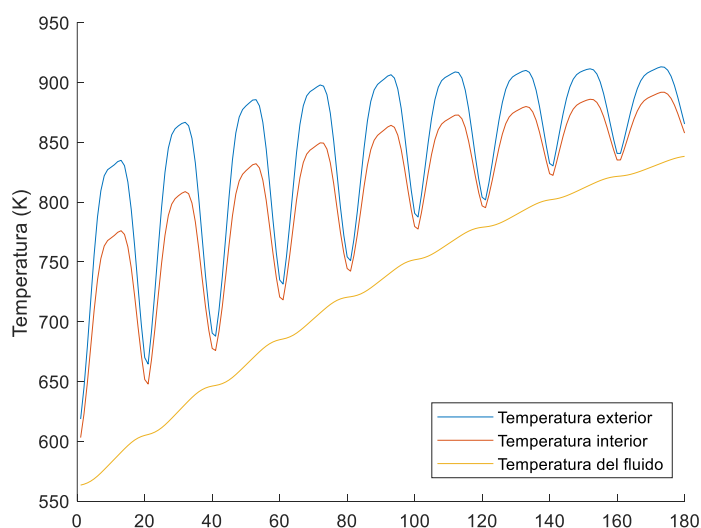


Figura 4.15 Temperaturas de funcionamiento de los tubos del receptor para el AMT.

En la figura 4.16, se encuentra representado el vector tensión elástica. En los primeros 20 elementos del vector, es donde se encuentran las tensiones elásticas más elevadas, y a partir de aquí, van decayendo progresivamente. Esto se debe a que es en el primer tubo donde se producen las mayores diferencias de temperatura entre la pared exterior e interior, a pesar de ser el panel que alcanza las menores temperaturas. A partir de este primer tubo representado, como se puede observar en la figura anterior, la diferencia térmica entre la pared exterior e interior de los tubos va disminuyendo, y con ella la tensión elástica ocasionada.

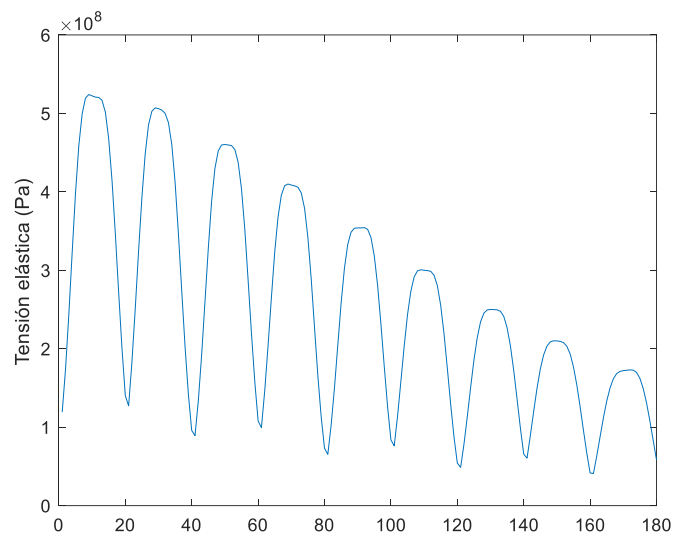


Figura 4.16 Vector tensión elástica.

Una vez calculada la tensión elástica, se calcula el vector de las deformaciones y de los desplazamientos. Estos parámetros son directamente proporcionales a la tensión elástica, por lo que su representación gráfica y comportamiento será muy similar. Además, la máxima deformación y desplazamiento se alcanzará en el mismo punto que la tensión elástica máxima. A la hora de diseñar el receptor, se tendrá que tener en cuenta la dilatación térmica experimentada por los tubos, y el desplazamiento producido por las tensiones. De esta manera, los tubos deberán situarse con una separación estimada, que evite que entren en contacto durante los periodos de funcionamiento.

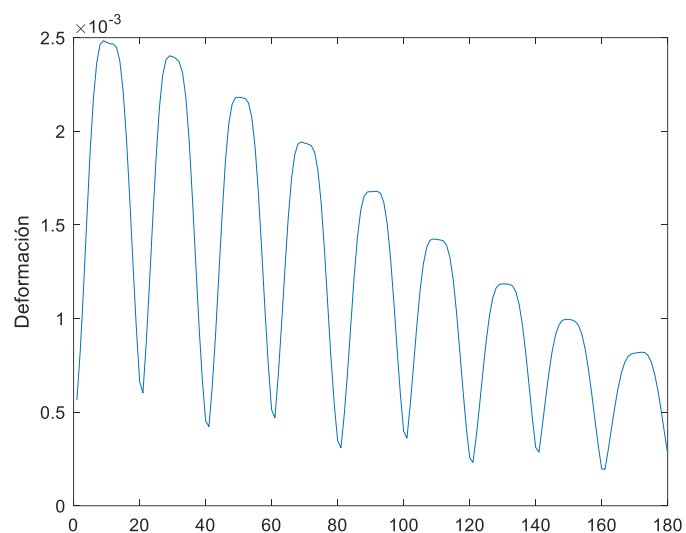


Figura 4.17 Vector de deformaciones.

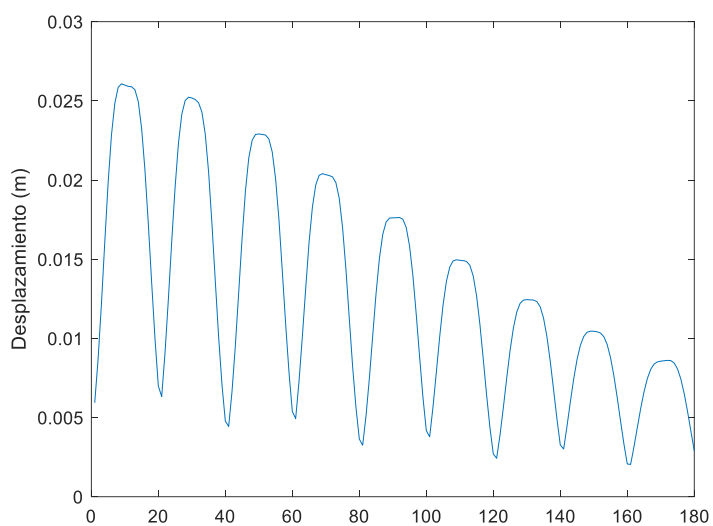


Figura 4.18 Vector de desplazamientos.

Tabla 4.5 VALORES MÁXIMOS DE LOS PARÁMETROS ELÁSTICOS

Parámetro	Unidad	Valor
Tensión elástica	MPa	524,017
Deformación elástica	-	0.00248
Desplazamiento	mm	26,076

Para calcular la tensión elástico-plástica, se han utilizado unas expresiones u otras en función del valor de la tensión elástica en relación al límite de fluencia del material. Por este motivo, las funciones que representan cada uno de los tubos del receptor no

siguen un mismo patrón, como sí sucedía en la tensión elástica. El máximo valor alcanzado por la tensión elástico-plástica, tiene lugar en el primer tubo representado al igual que en la tensión elástica, ya que depende de ella.

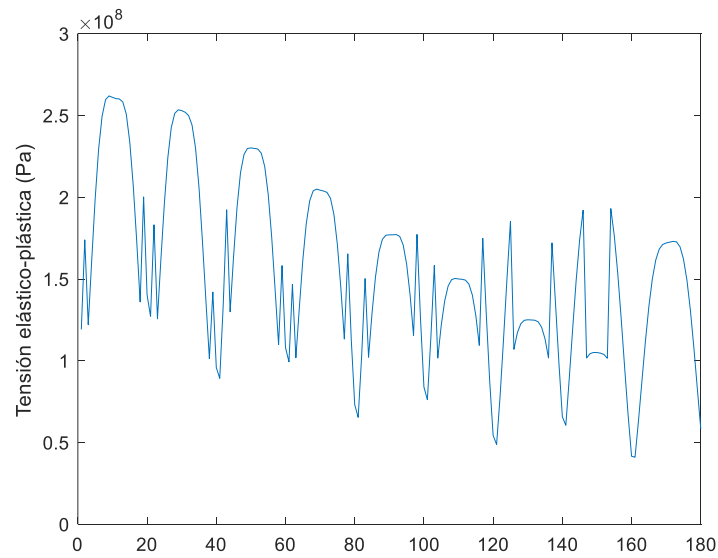


Figura 4.19 Tensión elástico-plástica.

Al contrario de como venía sucediendo al calcular las anteriores tensiones, la máxima tensión de relajación se da lugar en el tercer tubo representado, en lugar de en el primero. Esto se debe a que la tensión de relajación, además de tener en cuenta la tensión elástico-plástica, depende de más factores como la temperatura. A mayor temperatura, se producen mayores tensiones de relajación, por lo que el punto donde la relación entre la temperatura y la tensión elástico-plástica se da en el tercer tubo representado ya que, a partir de este, aunque sigan aumentando las temperaturas, las tensiones disminuyen mucho.

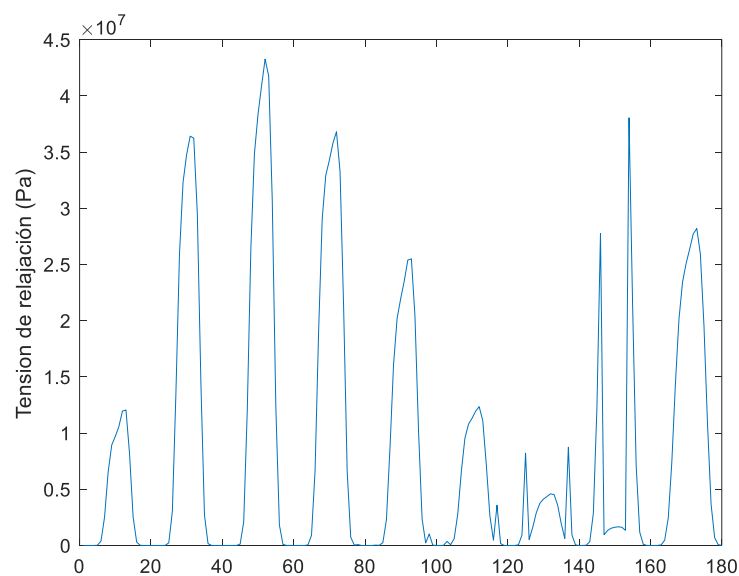


Figura 4.20 Tensión de relajación.

La figura 4.21, representa la gráfica de las tensiones de fluencia para todo el receptor. Una vez más, se pueden distinguir 9 zonas correspondientes a los 9 tubos representativos. Las mayores tensiones de fluencia, como sucedía con la tensión elástica y elástico-plástica, se encuentran en el primer tubo representado.

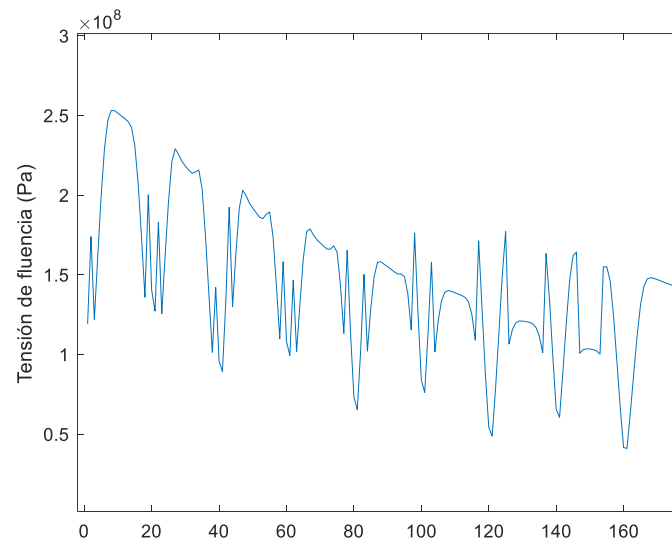


Figura 4.21 Tensión de fluencia para todo el receptor.

Tabla 4.6 VALORES DE LOS PARÁMETROS PARA MÁXIMA FLUENCIA

Parámetro	Unidad	Valor
Tensión elástica	MPa	519,462
Tensión de relajación	MPa	6,529
Tensión elástico-plástica	MPa	259,674
Tensión de fluencia	MPa	253,145

En la figura 4.22, se encuentra representada una gráfica comparativa que permite analizar la evolución de las tensiones a lo largo del receptor. Se puede observar como la tensión de fluencia es el fruto de la resta entre la tensión elástico-plástica y la tensión de relajación. En los puntos donde la tensión de relajación es mayor es donde se producen las principales diferencias entre la tensión de fluencia con respecto a la tensión elástico-plástica.

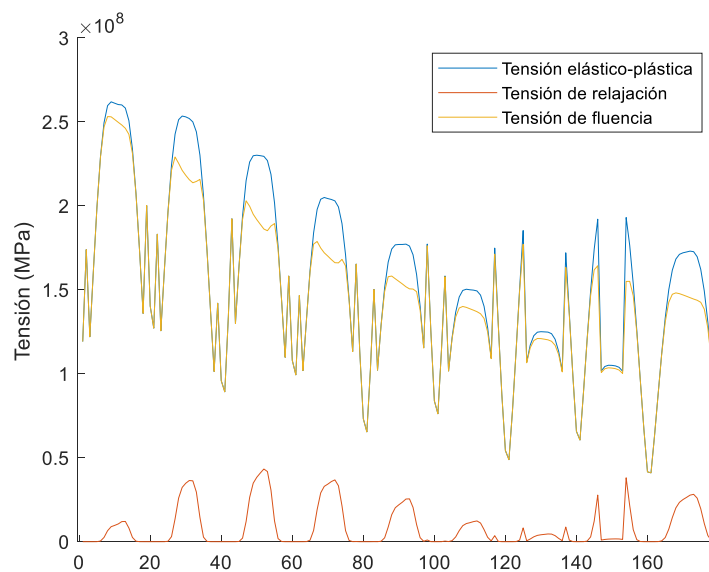


Figura 4.22 Gráfica comparativa de las tensiones.

A continuación, se calcula el tiempo de rotura de los tubos del receptor para las tensiones de fluencia calculadas. De esta operación, se va a tener en cuenta el menor tiempo de rotura, ya que será el factor que determine el tiempo de vida del receptor. Este valor se da en el segundo tubo representado, por lo que será en éste donde se produzca el fallo.

$$t_r = 155515,657 \text{ h}$$

Por último, se calcula el daño por fluencia del receptor. Éste se expresará en tanto por uno, donde si toma el valor de uno, significa que al menos uno de los tubos del receptor ha fallado. Al estimar un tiempo de vida menor que el mínimo tiempo de rotura, el daño por fluencia no tomará ningún valor igual o mayor que la unidad.

Tabla 4.7 MÁXIMO DAÑO POR FLUENCIA PARA 30 AÑOS

Parámetro	Sin almacenamiento	8 horas de almacenamiento	16 horas de almacenamiento
Daño por fluencia	0,5228	0,5191	0,5232

El tubo que primero romperá será el segundo representado, ya que es donde se alcanza el mayor daño por fluencia. Esto se debe a que es en este tubo donde se encuentra el menor tiempo de rotura, dado que éste depende de la tensión de fluencia y de la temperatura. De esta manera se observa que, a causa de la relajación, la mayor tensión de fluencia no implica el menor tiempo de rotura.

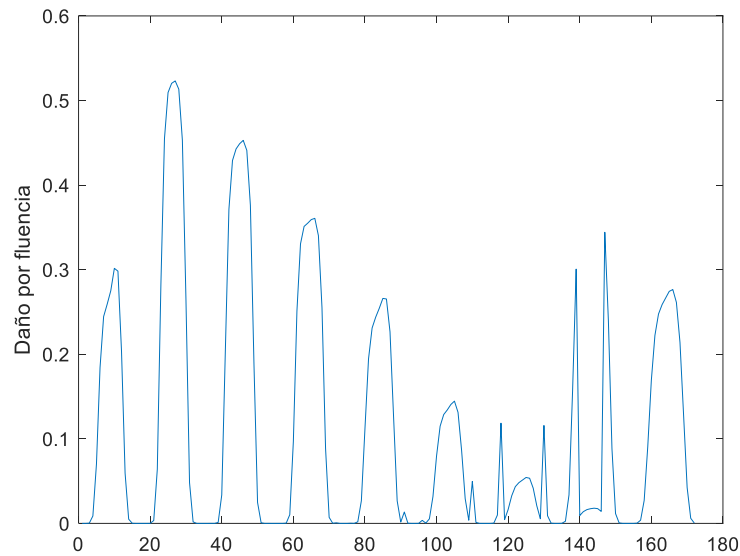


Figura 4.23 Daño por fluencia.

4.4. Tiempo de vida

Finalmente se calcula el tiempo de vida útil del receptor. Éste depende del tiempo de rotura y del tiempo de funcionamiento anual calculado en el apartado 3.3.1 y representado en la Tabla 3.8. Como ya se analizó previamente, el tiempo de operación del receptor apenas varía entre los tres diseños de centrales, lo que da lugar a tiempos de vida similares.

El receptor de las tres plantas va a tener una vida útil superior a la estimada (30 años), donde la central con menor tiempo de vida es la que tiene una mayor capacidad de almacenamiento. Sin embargo, la central sin almacenamiento será la segunda en fallar, por lo que se puede deducir que, para el estudio realizado, la capacidad de almacenamiento no influye en el tiempo de vida del receptor.

Bien es cierto que, a mayor capacidad de almacenamiento, mayor es el flujo másico que atraviesa el receptor durante su funcionamiento, sin embargo, en este análisis no es un parámetro que defina el daño que sufre el receptor, ya que para los tres casos hemos usado el mismo patrón de temperatura. El tiempo de vida útil va a depender de las temperaturas que alcanza el fluido de trabajo, las tensiones producidas en las paredes de los tubos, y el tiempo de operación al que se expone el receptor. Todos estos datos son comunes para las tres centrales, o muy similares entre sí, por lo que el tiempo de vida de

cada diseño va a ser muy parecido. Para que esto no sucediese, se debería realizar un estudio más detallado donde se examinara la temperatura de cada caso.

Tabla 4.8 TIEMPO DE VIDA

Parámetro	Sin almacenamiento	8 horas de almacenamiento	16 horas de almacenamiento
Tiempo de vida (años)	57,386	57,791	57,344
Tiempo de vida (horas)	502701,36	506249,16	502333,44

Capítulo 5: ANÁLISIS ECONÓMICO

En la finalización de este proyecto se realizará un análisis económico de los tres modelos diseñados y se compararán los diferentes resultados. Primero, se calculará el coste de inversión necesario para llevar a cabo cada uno de los diseños. A continuación, se realizará una cuenta de pérdidas y ganancias donde se estudiará la viabilidad de cada proyecto. Por último, se estudiará el coste de la energía producida mediante el método LCOE (Levelized Costo of Energy).

A la hora de hacer este estudio, se ha estimado una vida útil de las centrales de 30 años, como se hizo en los capítulos anteriores.

5.1. Coste de inversión

A la hora de calcular la inversión necesaria se han tenido en cuenta los elementos físicos de la central, el coste de instalación y acondicionamiento del terreno y el coste de financiación.

Tabla 5.1. COSTE DE INVERSIÓN

Elemento (\$)	Sin almacenamiento	8 horas de almacenamiento	16 horas de almacenamiento
Heliostatos	61.092.200	99.293.800	132.028.000
Torre	38.746.200	62.115.700	82.068.800
Receptor	10.101.600	11.890.100	11.845.300
Almacenamiento	0	237.624.000	47.5248.000
Ciclo de potencia	195.000.000	195.000.000	195.000.000
BOP*	75.000.000	75.000.000	75.000.000
Terreno	14.753.600	21.845.900	30.502.300
Acondicionamiento del Terreno	4.363.730	7.092.410	9.430.560
Instalación	501.824.000	879.385.000	1.244.960.000
Coste de la financiación	55.352.500	92.783.400	128.960.000
Total	956.233.830	1.682.030.310	2.385.042.960

En la figura 5.1, se encuentra representada una gráfica comparativa de los costes de inversión de los tres modelos diseñados. Las mayores diferencias se encuentran en los costes de almacenamiento e instalación. Otros elementos como el terreno o el receptor, suponen costes más parejos.

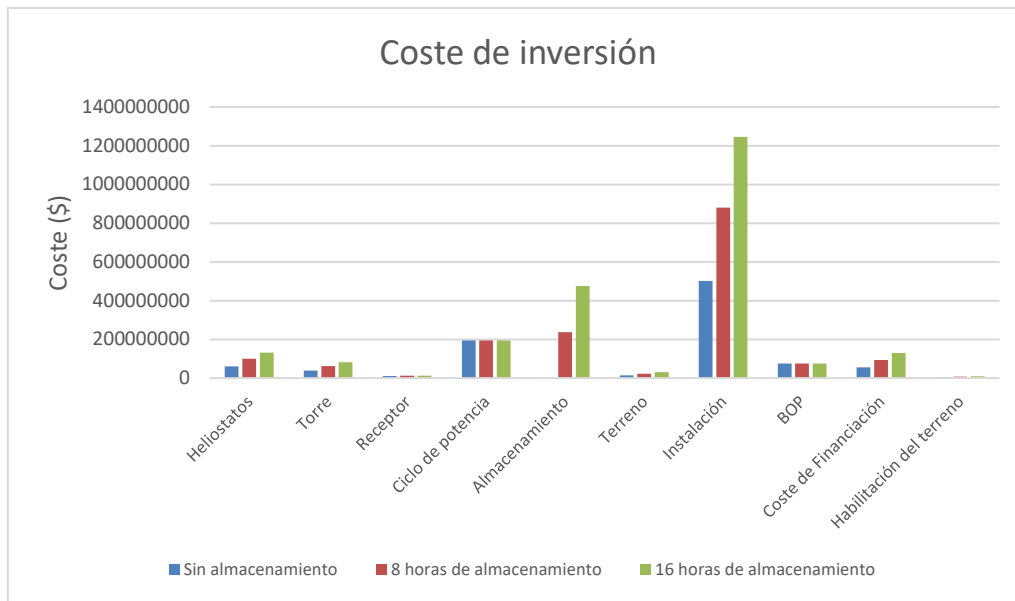


Figura 5.1 Gráfica comparativa de los costes de inversión de los tres diseños.

En las figuras 5.2, 5.3 y 5.4, se encuentran representados los costes de inversión de las tres centrales en función de su magnitud en el proyecto. En todos los casos, la instalación de la planta representa la mayor inversión realizada, superando el 50% de los costes totales.

Si se analiza la central sin almacenamiento, al carecer de un sistema que permita la acumulación de energía térmica, se reduce considerablemente el coste de inversión. Además, el resto de parámetros se ajustan a las características y necesidades de la central, por lo que sus dimensiones serán menores que las de las otras dos plantas. Por estas razones, resulta la central más económica de las tres con una diferencia considerable. Si se observa la figura 5.2, al disponer de un elemento estructural menos, el peso del resto de costes de inversión aumenta con respecto al total.

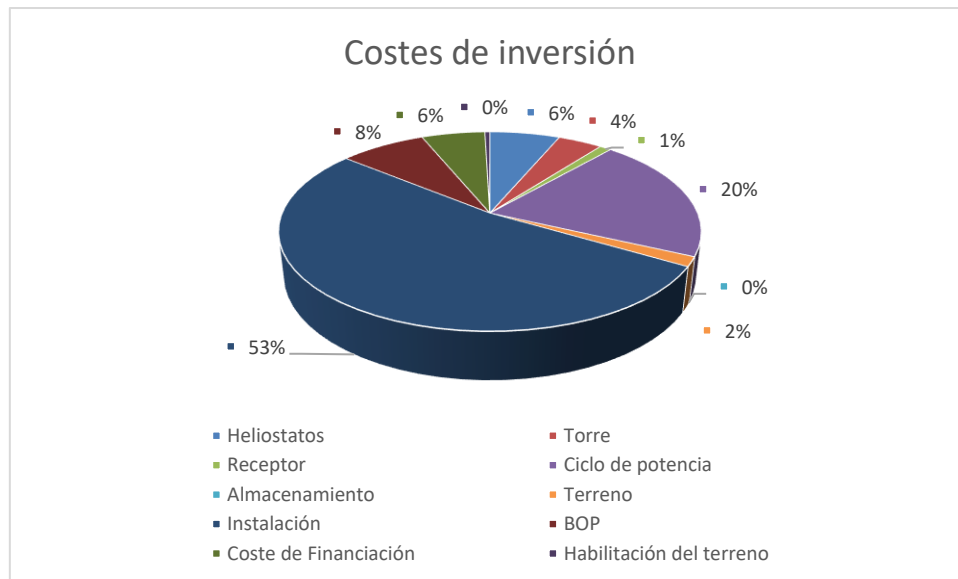


Figura 5.2. Coste de inversión central sin almacenamiento.

En las centrales que poseen un sistema de almacenamiento, éste supone el elemento estructural que más desembolso conlleva. El porcentaje del coste de instalación se mantiene más o menos constante, independientemente de la configuración de la central.

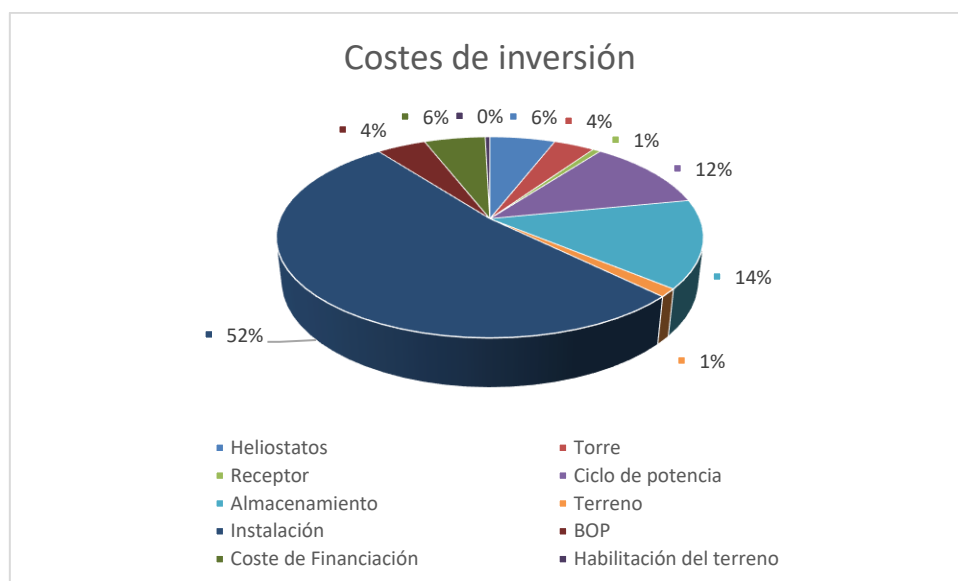


Figura 5.3. Coste de inversión central con 8 horas de almacenamiento.

Como se puede observar en las figuras 5.3 y 5.4, a medida que aumenta la capacidad de almacenamiento, el coste de este sistema aumenta considerablemente, lo que supone un elemento a tener en cuenta a la hora de diseñar la central. Más adelante se estudiará, si este aumento significativo del coste de inversión, resulta rentable.

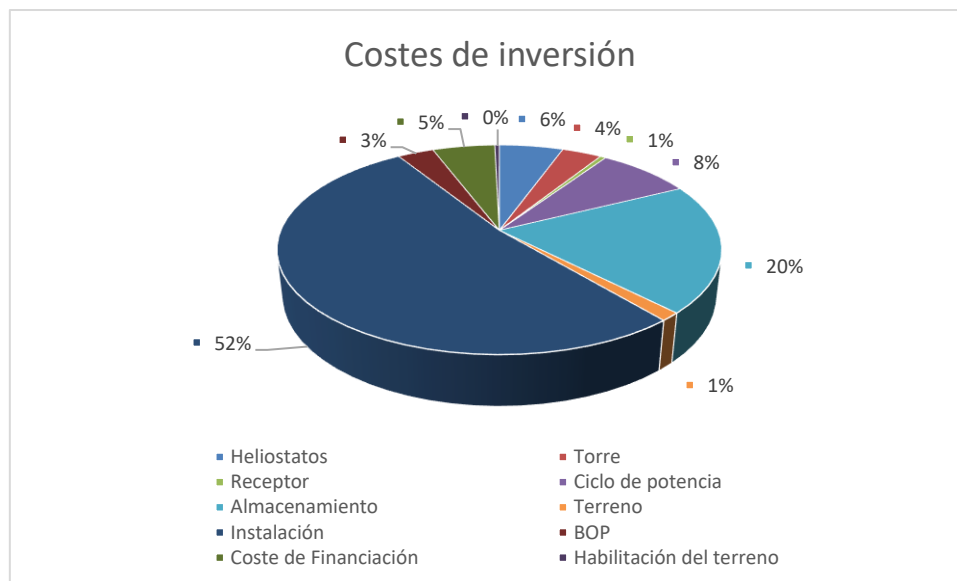


Figura 5.4. Coste de inversión central con 16 horas de almacenamiento.

5.2. Pérdidas y ganancias

En este apartado se van a analizar las pérdidas y ganancias de las tres plantas durante su vida útil estimada. A lo largo de este estudio se calculará el EBITDA, que muestra el beneficio obtenido antes de restar los intereses, impuestos y amortizaciones, el EBIT, que indica el beneficio una vez se resta la amortización, el EBT, que se obtiene de restar los intereses al EBIT, y por último el beneficio neto.

En las tablas que se muestran a continuación se representa las pérdidas y ganancias de las tres centrales durante los 30 años de vida útil estimada. Para presentar esta información se ha simplificado en periodos de 5 años, donde se ha hecho la media de lo sucedido en cada uno de ellos. En el cálculo original con el que se han obtenido los resultados, y con el que se han hecho las representaciones gráficas, se han tenido en cuenta los datos de cada uno de los años de funcionamiento.

Tabla 5.2. PÉRDIDAS Y GANANCIAS CENTRAL SIN ALMACENAMIENTO

Parámetros	1-5	5-10	10-15	15-20	20-25	25-30
Ingresos	52.478.711	54.884.417	57.684.074	60.626.541	63.719.103	66.969.418
Costes de producción	-10.262.387	-11.471.682	-12.979.155	-14.684.723	-16.614.416	-18.797.686
gastos de seguro	-2.637.754	-2.948.580	-3.336.048	-3.774.432	-4.270.423	-4.831.592
EBITDA	39.578.571	40.464.155	41.368.871	42.167.386	42.834.264	45.485.090*
Amortización	-9.641.912	-13.922.647	-20.382.192	-15.444.406	-78.318	-88.613
EBIT	29.936.659	26.541.508	20.986.679	26.722.980	42.755.946	45.396.477
intereses	-20.662.925	-17.057.785	-11.287.739	-3.306.932	0	0
EBT	9.273.734	9.483.723	9.698.940	23.416.048	42.755.946	45.396.477
Impuestos (21%)	-1.947.484	-1.991.582	-2.036.777	-4.917.370	-8.978.749	-9.533.260
Beneficio neto	7.326.250	7.492.141	7.662.162	18.498.678	33.777.197	35.863.217

*El EBITDA del último periodo tiene en cuenta la venta del inmovilizado realizada el último año de vida de la central.

Tabla 5.3. PÉRDIDAS Y GANANCIAS CENTRAL CON 8 HORAS DE ALMACENAMIENTO

Parámetros	1-5	5-10	10-15	15-20	20-25	25-30
Ingresos	83.960.811	87.809.705	92.288.883	96.996.544	101.944.343	107.144.529
Costes de producción	-10.911.870	-12.197.699	-13.800.577	-15.614.086	-17.665.905	-19.987.350
gastos de seguro	4.622.334	5.167.019	5.846.007	6.614.221	7.483.384	8.466.762
EBITDA	68.426.607	70.444.988	72.642.299	74.768.238	76.795.054	81.273.344*
Amortización	-16.323.934	-24.021.372	-35.721.615	-27.297.039	-94.312	-106.709
EBIT	52.102.673	46.423.616	36.920.684	47.471.198	76.700.743	81.166.635
intereses	-36.083.166	-29.928.810	-19.907.861	-5.856.799	0	0
EBT	16.019.507	16.494.806	17.012.823	41.614.399	76.700.743	81.166.635
Impuestos (21%)	-3.364.097	-3.463.909	-3.572.693	-8.739.024	-16.107.156	-17.044.993
Beneficio neto	12.655.411	13.030.896	13.440.130	32.875.375	60.593.587	64.121.641

*El EBITDA del último periodo tiene en cuenta la venta del inmovilizado realizada el último año de vida de la central.

Tabla 5.4. PÉRDIDAS Y GANANCIAS CENTRAL CON 16 HORAS DE ALMACENAMIENTO

Parámetros	1-5	5-10	10-15	15-20	20-25	25-30
Ingresos	114.306.083	119.546.052	125.644.103	132.053.212	138.789.253	145.868.901
Costes de producción	-11.418.871	-12.764.444	-14.441.796	-16.339.567	-18.486.720	-20.916.027
gastos de seguro	6.543.916	7.315.036	8.276.292	9.363.864	10.594.353	11.986.538
EBITDA	96.343.296	99.466.572	102.926.014	106.349.781	109.708.181	115.953.074*
Amortización	-22.784.080	-33.793.188	-50.574.410	-38.777.605	-109.054	-123.394
EBIT	73.559.216	65.673.384	52.351.605	67.572.176	109.599.127	115.829.680
intereses	-51.011.963	-42.392.092	-28.256.673	-8.326.827	0	0
EBT	22.547.252	23.281.292	24.094.932	59.245.349	109.599.127	115.829.680
Impuestos (21%)	-4.734.923	-4.889.071	-5.059.936	-12.441.523	-23.015.817	-24.324.233
Beneficio neto	17.812.329	18.392.221	19.034.996	46.803.825	86.583.310	91.505.447

*El EBITDA del último periodo tiene en cuenta la venta del inmovilizado realizada el último año de vida de la central.

Los ingresos generados por las centrales van aumentando anualmente, debido a que, continuando con la tendencia de los últimos años, se estima un crecimiento continuo en el sector de la energía solar térmica. Cada vez son más las leyes orientadas hacia el desarrollo sostenible, lo que provoca un aumento en el consumo de estas energías. Cabe añadir, que se estima un acuerdo de compraventa a un precio prefijado, es decir, un PPA (Power Purchase Agreement) ligeramente creciente con el paso de los años, lo que supone un aumento de los ingresos. Éstos van ligados a la capacidad de generación de energía eléctrica de las centrales, por lo que la central con mayor capacidad de generación (la planta con 16 horas de almacenamiento), es la que más ingresos va a producir. La evolución de los ingresos a lo largo de la vida útil de las centrales, sigue una progresión lineal ascendente de forma similar para los tres diseños.



Figura 5.5. Gráfica comparativa de los ingresos de las tres centrales durante su tiempo de vida estimado.

Al igual que sucede con los ingresos, los gastos producidos por las centrales aumentan anualmente durante todo el tiempo de su vida útil. Esto se debe a un aumento de los costes de operación, en concreto, al contrato de los trabajadores que se rige por el IPC (Índice de Precios de Consumo), por lo que el salario se ve incrementado por la inflación, evitando así, una perdida en poder adquisitivo. Como se puede observar en la gráfica comparativa 5.6, los gastos aumentan de la misma manera para los tres diseños. Aunque la magnitud de los gastos sea muy inferior a la de los ingresos, el aumento sufrido durante el tiempo estimado de vida de las centrales es muy superior, llegando incluso, en la central sin almacenamiento, a duplicarse.

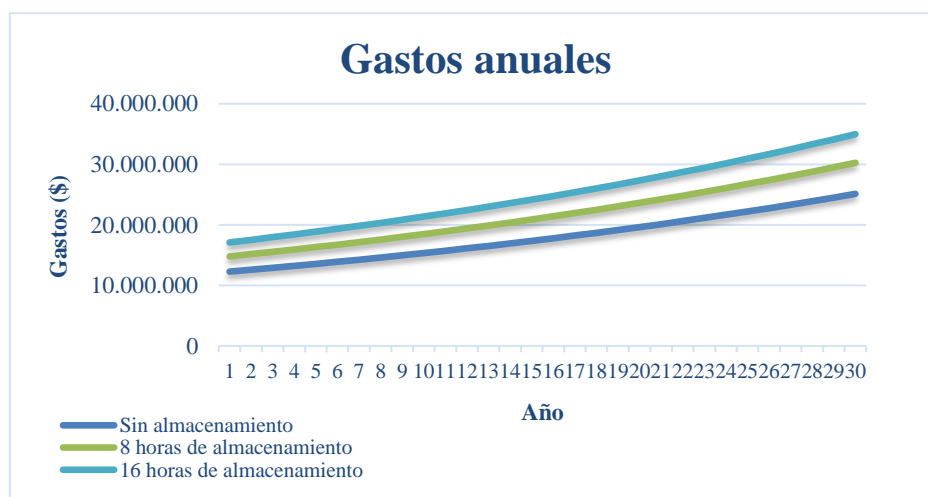


Figura 5.6. Gráfica comparativa de los gastos de las tres centrales durante su tiempo de vida estimado.

En la figura 5.7, se muestra una gráfica comparativa del beneficio neto de las tres plantas, donde se pueden distinguir cuatro secciones o fases. Durante los primeros 18 años de funcionamiento, aumenta el beneficio obtenido de manera progresiva y paulatinamente. A partir de este momento se finaliza el pago de los intereses por la financiación. En consecuencia, se produce un crecimiento notable e instantáneo de los beneficios obtenidos. Tras este gran aumento, los beneficios recuperan la tendencia progresiva del inicio, sin embargo, en este periodo cuanto mayor es la capacidad de producción de energía de la central, mayor es el crecimiento que sufren los beneficios. Esto se debe a que cuanto mayor es la inversión requerida para la fabricación de cada planta, mayores son los intereses, por lo que, tras finalizar dicho pago, la diferencia del beneficio obtenido por cada central se va a incrementar. La última fase se produce en el último año de la vida útil de las plantas. En ésta se puede observar un crecimiento brusco de los beneficios, ocasionado por la venta de inmovilizado. Generalmente, éste suele ser intangible, como patentes, investigaciones y desarrollos.

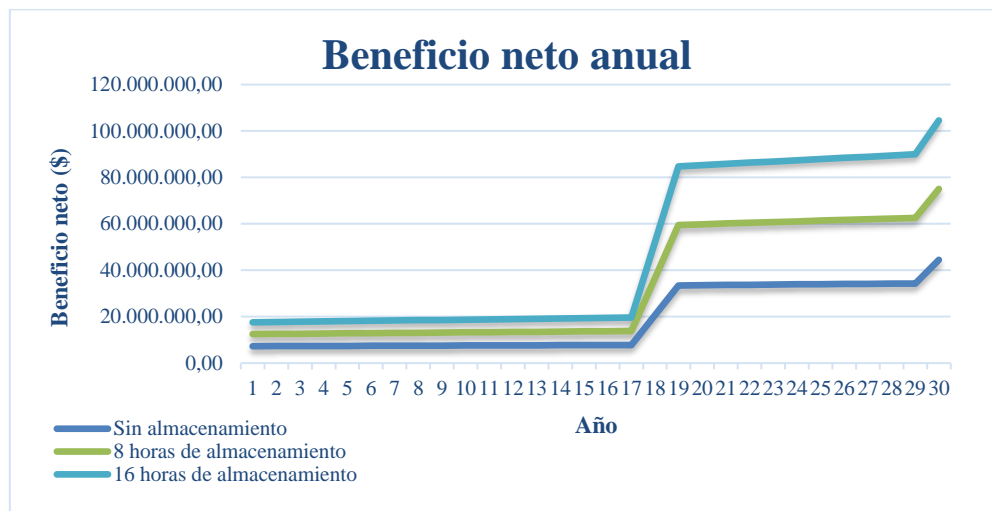


Figura 5.7 Gráfica comparativa del beneficio neto de las tres centrales durante su tiempo de vida estimado.

5.3. Coste de la energía producida LCOE

Para concluir el análisis económico, se va a estudiar y comparar el coste de la energía producida por cada central. Para ello, se va a utilizar el método LCOE (Levelized Cost of Energy), que permite estimar el valor del coste total actual de fabricar y operar una instalación generadora de energía a lo largo de toda su vida útil. Se calcula como el cociente del sumatorio de todos los costes durante la vida útil estimada de la central entre la energía producida durante la misma.

$$LCOE = \frac{f_{rc} \cdot C_{inversión} + C_{O\&M} + C_{amort}}{E_{gen}} \quad (5.1)$$

Donde:

- f_{rc} es el factor de recuperación del capital [%].
- $C_{inversión}$ es el coste de inversión en [\$].
- $C_{O\&M}$ es el cote de operación y mantenimiento [\$].
- C_{amort} es el coste de amortización [\$].
- E_{gen} es la energía generada [kWh].

El factor f_{rc} permite transformar el valor de la inversión en una serie de pagos uniformes a lo largo del periodo de devolución del préstamo.

$$f_{rc} = \frac{i}{1 - (1+i)^{-n_p}} \quad (5.2)$$

Donde:

- i es la tasa de interés del capital (7%).
- n_p es el número de años a los que se solicita el préstamo (18 años).

Aplicando la expresión (5.2), se obtiene un valor de f_{rc} de:

$$f_{rc} = 9,94 \%$$

Como se puede observar en la tabla 5.5, la central con un mayor coste de la energía producida es la central sin almacenamiento. A pesar de ser la central que menor inversión necesita para su fabricación y funcionamiento, la cantidad energía eléctrica que produce a lo largo de su vida útil es muy inferior en comparación al resto de diseños.

La central con 8 horas de almacenamiento es la que menor LCOE genera, sin embargo, es la central con 16 horas de almacenamiento la que mayor beneficio obtiene al final de su vida útil. Esto se debe, en gran parte, al precio del PPA de cada central. Al ser capaz de producir una mayor cantidad de energía al año, y de tener una mayor capacidad de gestión y generación de la misma, la central con 16 horas de almacenamiento consigue una ventaja competitiva con respecto a las demás. Esto le permite conseguir un mejor precio en el mercado.

Todos los valores representados en la siguiente tabla, se han calculado para los 30 años de vida útil estimada de las centrales.

Tabla 5.5. RESUMEN VALORES LCEO

Parámetro	Sin almacenamiento	8 horas de almacenamiento	16 horas de almacenamiento
Energía producida (kWh)	7.302.293.760	12.597.815.040	16.731.613.440
Coste de inversión (\$)	956.233.830	1.682.030.310	2.385.042.960
O&M (\$)	428.575.299	455.698.866	476.872.112
Coste de amortización	295.138.685	513.497.244	724.863.778
LCOE (\$/kWh)	0,21093	0,19350	0,19735

Capítulo 6 CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

6.1. Conclusiones

El propósito principal del Trabajo de Fin de Grado que aquí concluye, ha sido realizar un estudio del comportamiento y la durabilidad de los receptores solares de sales fundidas. Además, se realizó una comparativa del funcionamiento de los tres diseños de centrales descritos.

Tras el análisis de los resultados, se puede ver que la capacidad de almacenamiento de las plantas, no influye de manera significativa en el daño por fatiga que reciben los tubos de los receptores, y con ello, en su tiempo de vida útil. Esto se debe a que el principal parámetro que se ve afectado por el aumento de la capacidad de almacenamiento, es el flujo másico que circula por el receptor. A mayor capacidad de almacenamiento, mayor será el flujo másico que atraviese el receptor, sin embargo, el daño que reciben los tubos depende, en mayor medida, del tiempo de trabajo al que se exponen. Éste es muy similar para los tres modelos de centrales, por lo que el tiempo de vida de cada uno de ellos va a ser muy parecido. El resto de parámetros que influyen en el daño por fluencia que recibe el receptor, como pueden ser las temperaturas que alcanza el fluido de trabajo o las tensiones producidas en las paredes de los tubos, coinciden para los tres diseños.

El tiempo de vida útil estimado para los receptores fue de 30 años. Una vez realizado el cálculo de daño por fatiga, se obtuvieron tiempos de vida muy superiores, de 57,39 años para la central sin almacenamiento, de 57,79 años para la central con 8 horas de almacenamiento y de 57,34 años para el diseño con 16 horas de almacenamiento. Estos resultados se pueden deber a diferentes factores, como puede ser que la exigencia a la que se someten las centrales no es muy elevada, o que las dimensiones elegidas para los receptores son excesivas en relación a las solicitudes a las que se exponen. Además, hay que tener en cuenta que no se han considerado alguno de los factores que afectan a la vida útil de los tubos, asimismo se han llevado a cabo algunas simplificaciones, como por ejemplo a la hora de estudiar las temperaturas de trabajo del receptor.

Al presentar diferentes configuraciones de almacenamiento, los parámetros de funcionamiento obtenidos presentan algunas diferencias. Tras la comparativa realizada en el apartado 4.1, se observa que la capacidad de producción de energía eléctrica se encuentra limitada por el ciclo de potencia. Las centrales con mayor capacidad de almacenamiento, son capaces de aprovechar gran parte de la radiación solar recogida por los heliostatos, ya que pueden almacenar la energía térmica producida, y evitar así, la limitación del ciclo de potencia. De esta forma, al aumentar la capacidad de

almacenamiento térmico, se permite generar una mayor cantidad de energía eléctrica y, con ello, aumentar el beneficio obtenido.

6.2. Trabajos futuros

La extensión de este proyecto está limitada por su condición de Trabajo Final de Grado. Para llevar a cabo una ampliación del estudio de lo expuesto en este documento y profundizar en este campo, se proponen las siguientes ideas:

- Estudiar cómo afecta la geometría de los tubos que conforman el receptor en la distribución de temperaturas y tensiones.
- Comparar los datos obtenidos en este proyecto con datos experimentales de centrales reales.
- Realizar un estudio de la máxima capacidad de almacenaje rentable, manteniendo la capacidad de trabajo del ciclo de potencia.
- Ampliar el número de factores a estudio que afectan al deterioro del receptor.
- Llevar a cabo una comparativa de los diferentes materiales que pueden llegar a conformar los tubos del receptor, analizando el daño que reciben y el tiempo de vida.
- Efectuar un estudio del comportamiento del receptor ante la variación del número de heliostatos.

Capítulo 7 BIBLIOGRAFÍA

- [1] International Energy Agency, “World Energy Outlook 2019”, Agencia Internacional de Energía, Austria, informe, noviembre 2019. [En línea]. Available: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>.
- [2] International Energy Agency, “Solar Energy: Mapping the Road Ahead”, International Energy Agency, Austria, informe, octubre 2019. [En línea]. Available: <https://www.iea.org/reports/solar-energy-mapping-the-road-ahead>.
- [3] H. Ritchie y M. Rose. “Energy”. Our World in Data. <https://ourworldindata.org/energy>. [Último acceso: 29 de agosto de 2020].
- [4] International Energy Agency, “Global CO2 emissions in 2019”, International Energy Agency, Austria, informe, febrero 2020. [En línea]. Available: <https://www.iea.org/articles/global-co2-emissions-in-2019>.
- [5] Instituto de energía solar, “Gráficos significativos energía solar fotovoltaica”, Universidad Politécnica de Madrid, España, informe, 2018. [En línea]. Disponible en: https://www.ies.upm.es/sfs/IES/IES-UPM/Portada/2018_PV_Espa%C3%B1a.pdf.
- [6] “Global energy statistical yearbook 2020”. Enerdata. <https://yearbook.enerdata.net/renewables/renewable-in-electricity-production-share.html>. [Último acceso: 18 de septiembre de 2020].
- [7] “Overview”. The World Bank. <https://www.worldbank.org/en/topic/energy/overview#2>. [Último acceso: 2 de septiembre de 2020].
- [8] “Sistema eléctrico español 2018”, Red eléctrica de España, España, informe, 16 de enero de 2019. [En línea]. Disponible en: https://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/InformesSistemaElectrico/2019/Avance_ISE_2018.pdf.
- [9] “Renewable energy statistics”. Eurostat Statistics Explained. <https://ec.europa.eu/eurostat/statistics->

explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics. [Último acceso: 26 de agosto de 2020].

- [10] Organisation for Economic Co-operation and Development, “OECD Environmental Outlook”, Organisation for Economic Co-operation and Development, París, informe, marzo 2012. [En línea]. Available: <https://www.oecd.org/env/indicators-modelling-outlooks/49884278.pdf>.
- [11] “A global call for climate action”. Universal Ecological Fund. <https://feu-us.org/>. [Último acceso: 5 de septiembre de 2020].
- [12] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, “Medio ambiente y energía para la transición ecológica en España”, Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, España, informe, 2018. [En línea]. Disponible en: https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/servicios/publicaciones/memoriaanual_miteco2018_tcm30-509805.pdf.
- [13] Red Eléctrica de España, “El sistema eléctrico español, avance”, Red Eléctrica de España, España, 2020. [En línea]. Disponible en: https://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/InformesSistemaElectrico/2020/Avance_ISE_2019.pdf.
- [14] Abengoa, “Informe de Actividades 2006”, Abengoa, España, informe, 2006. [En línea]. Disponible en: http://www.abengoa.es/export/sites/abengoa_corp/resources/pdf/gobierno_corporativo/informes_anuales/2006/2006_Tomo1_IA_Solar.pdf.
- [15] “Mapa de proyectos en España”. Protermo solar. <https://www.protermosolar.com/proyectos-termsolares/mapa-de-proyectos-en-espana/>. [Último acceso: 25 de septiembre de 2020].
- [16] Apuntes clase máquinas y centrales térmicas, “Energía solar de concentración”, Dpto. Ingeniería Térmica y de Fluidos, Universidad Carlos III de Madrid, Madrid, España.
- [17] “Discos parabólicos”. Plataforma solar de Almería. <https://www.psa.es/es/instalaciones/discos.php>. [Último acceso: 11 de septiembre de 2020].

- [18] “Andasol”. Wikipedia. <https://es.wikipedia.org/wiki/Andasol>. [Último acceso: 12 de septiembre de 2020].

- [19] “Puerto Errado”. Wikipedia. https://es.wikipedia.org/wiki/Puerto_Errado. [Último acceso: 9 de septiembre de 2020].

- [20] “Planta solar térmica Gemasolar”. Sener. <https://www.energy.sener.es/proyecto/gemasolar>. [Último acceso: 16 de septiembre 2020].

- [21] M. Wagner, “Simulation and predictive performance modeling of utility-scale central receiver system power plants”, university of Wisconsin-Madison, Estados Unidos, tesis universitaria, enero 2008. [En línea]. Available: https://www.researchgate.net/publication/44205074_Simulation_and_predictive_performance_modeling_of_utility-scale_central_receiver_system_power_plants.

- [22] J. E. Pacheco, “Final Test and Evaluation Results from the Solar Two Project”, Sandia National Laboratories, Estados Unidos, informe, enero 2002. [En línea]. Available: <https://prod-ng.sandia.gov/techlib-noauth/access-control.cgi/2002/020120.pdf>.

- [23] A. B. Zavoico, “Solar Power Tower Design Basis Document”, Sandia National Laboratories, Estados Unidos, informe, julio 2002. [En línea]. Available: <https://pdfs.semanticscholar.org/3da9/09150e1430f4330ea82a1c54d30ac42c9015.pdf>.

- [24] R. Moore, M. Vernon, C. K. Ho, N. P. Siegel y G. J. Kolb, “Design Considerations for Concentrating Solar Power Tower Systems Employing Molten Salt”, Sandia National Laboratories, Estados Unidos, informe, septiembre 2010. [En línea]. Available: <https://prod-ng.sandia.gov/techlib-noauth/access-control.cgi/2010/106978.pdf>.

- [25] “Photovoltaic geographical information system”. European Commission. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html. [Último acceso: 20 de mayo de 2020].

- [26] Deloitte, “Impacto macroeconómico del Sector Solar Termoelectrico en España”, Asociación Española de la Industria Solar Termoelectrica, Protermosolar, informe, 2011. [En línea]. Disponible en: <http://www.solarconcentra.org/wp-content/uploads/2017/06/Impacto-macroeconomico-del-sector-solar-termoelectrico-en-Espa%C3%B1a.pdf>.

- [27] “El transformador eléctrico”. Endesa. <https://www.fundacionendesa.org/es/recursos/a201908-corrientes-alternas-con-un-transformador-electrico>. [Último acceso: 3 de octubre de 2020].

- [28] “Mapa zona península”. Adrase. <http://www.adrase.com/>. [Último acceso: 2 de octubre de 2020].

- [29] “Haynes 230 technical data”. Hight temp metals. <https://www.hightempmetals.com/techdata/hitempHaynes230data.php>. [Último acceso: 27 de septiembre de 2020].

- [30] “Haynes 230 alloy”, Haynes International, Estados Unidos, Informe, 2020. [En línea]. Available: <http://haynesintl.com/docs/default-source/pdfs/new-alloy-brochures/high-temperature-alloys/brochures/230-brochure.pdf>.

- [31] T. W. Neises, M. J. Wagner and A. K. Gray, “Structural Design Considerations for Tubular Power Tower Receivers Operating at 650°C”, National Renewable Energy Laboratory, informe, 2014. [En línea]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61848.pdf>.

- [32] M. Laporte-Azcué, P.A. González-Gómez, M.R. Rodríguez-Sánchez y D. Santana, “Exergy analysis of solar central receivers”, en *Solar Energy*, volumen 207, Madrid: Elsevier Science, 2020, pp. 957-973.

- [33] W. R. Logie, J. D. Pye y J. Coventry, “Thermoelastic stress in concentrating solar receiver tubes: A retrospect on stress analysis methodology, and comparison of salt

and sodium”, *Solar Energy*, Volumen 160, Camberra: Elsevier Science, 2018, pp 368-379.

- [34] C. Parrado, A. Marzo, E. Fuentealba y A. G. Fernández, “2050 LCOE improvement using new molten salts for thermal energy storage in CSP plants”, en *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volumen 57, Santiago de Chile: Elsevier Science, 2016, pp. 505-524.
- [35] P. R. Barrett, R. Ahmed, M. Menon y T. Hassan, “Isothermal low-cycle fatigue and fatigue-creep of Haynes 230”, in *International Journal of Solids and Structures*, Volumes 88-89, North Carolina: Elsevier Science, 2016, pp. 146-164.
- [36] D.R. Eno, G.A. Young, T.-L. Sham, “A Unified View of Engineering Creep Parameters”, in: *ASME (Ed.)*, ASME Press. Vessel. Pip. Div. Conf. (PVP2008), Chicago, July 27-31, ASME, Chicago, 2008. pp. 777–792.
- [37] C.J. Boehlert, S.C. Longanbach, “A comparison of the microstructure and creep behavior of cold rolled HAYNES® 230 alloyTM and HAYNES® 282 alloyTM”, in: *Materials Science and Engineering: A*, volume 528, Michigan, 2011. pp 4888–4898.

ANEXO: CÓDIGO MATLAB

%Se definen los parámetros constantes del problema

%Temperaturas

Tee=[Temperatura_exterior_e]; %Temperatura de la pared exterior de los tubos para el lado este

Tie=[Temperatura_interior_e]; %Temperatura de la pared interior de los tubos para el lado este

Thtf=[Temperatura_sal_e]; %Temperatura de las sales fundidas para el lado este

%Las temperaturas se cogen de la simulación realizada en el estudio de la exergía de los receptores solares centrales

%Longitud inicial de los tubos

L_tube=10.5;

%Parámetros del material Haynes 230

Landa= $1.3 \cdot 10^{-5}$; %Coeficiente de expansión térmica

E= $211 \cdot 10^9$; %Módulo de elasticidad

Poisson=0.3; %Coeficiente de Poisson

Sy=101000000; %Límite de fluencia

%Coeficientes de las curvas monótona y cíclica de tensión-deformación

n=0.0331; %Coeficiente para el caso 2

K=303740000; %Coeficiente para el caso 2

Kp=760000000; %Coeficiente prima para el caso 3

np=0.0744; %Coeficiente prima para el caso 3

%Coeficientes de la parametrización M-R-M

B0=-26.27;

B1=44158;

B2=4.72;

B3=-11337;

%Coeficientes del modelo de Bailey-Norton

nr=6.6; %tasa de fluencia de estado estacionario

A= $2.688 \cdot 10^{-45}$;

m=0;

Q=322000; %Energía de activación de fluencia

t_estab=108000;

%Constante de los gases ideales

R=8.31;

%Tiempo de vida útil estimado

anos=30;

%Cálculo de las tensiones, deformaciones y desplazamientos

```
Tmc=(Tee+Tie)/2; % Temperatura media de la corona del tubo
Tm=Thtf+(1/pi)*(Tmc-Thtf); % Temperatura media del tubo
Tension=[Landa*E*((Tmc-Tm)+((Tee-Tie)/(2*(1-Poisson))))];
Deformacion=[Tension/E];
Desplazamientos=[L_tube*Deformacion];
format long
```

%CÁLCULO DEL DAÑO POR FLUENCIA

%Se definen las variables a estudio

```
Tension_eq_final=[]; % Tensión elástico-plástica
Tension_relax_final=[]; % Tensión de relajación
Tension_creep_final=[]; % Tensión de fluencia
tr=[]; % Tiempo de rotura
Dc=[]; % Daño por fluencia para la central sin almacenamiento
Dc_16=[]; % Daño por fluencia para la central con 8 horas de almacenamiento
Dc_8=[]; % Daño por fluencia para la central con 16 horas de almacenamiento
anos_max=[]; % Máximo tiempo de vida en años para la central sin almacenamiento
anos_max_8=[]; % Máximo tiempo de vida en años para la central con 8 horas de almacenamiento
anos_max_16=[]; % Máximo tiempo de vida en años para la central con 16 horas de almacenamiento
```

for p=1:180

 %Procedimiento para el primer caso

```
if Tension(p)<Sy
    Tension_eq_final(p)=Tension(p);
    %Se aplica el modelo de Baiey-Norton (Expresión (3.10))
    Tension_relax(p)= [(Tension(p)-(E.*(((Tension(p)/E).^(1-nr))-(1-
nr)*A*(E^nr)*(exp(-Q./(R.*Tee(p))))*((t_estab^(m+1))/(m+1))).^(1/(1-nr))))];
    Tension_relax_final(p)=Tension_relax(p);
    %Expresion (3.8)
    Tension_creep=Tension(p)-Tension_relax(p);
    Tension_creep_final(p)=Tension_creep;
    %Se utiliza la parametrización de Mendelson-Roberts-Manson
    Logtr=B0+(B1./Tee)+B2*log10(Tension_creep.*(10^-
6)))+(B3./Tee).*log10(Tension_creep.*(10^-6));
    tr1=[10.^Logtr(p)];
    tr_dias=[tr1/24];
    tr_anos=[tr_dias/365];
    At1=2710*anos; %Número de horas de funcionamiento para la central sin almacenamiento
    %Expresión (3.6)
    Dc1=[At1./tr1];
    Dc(p)=Dc1;
```

```

%Tiempo de vida del receptor operando en la planta sin almacenamiento
tr(p)=tr1;
anos_max(p)=tr(p)/2710

%Cálculo del daño por fluencia caso 1 y 8 horas de almacenamiento
At1_8=2691*30; %Número de horas de funcionamiento para la central con 8 horas
almacenamiento
%Expresión (3.6)
Dc1_8=[At1_8./tr1];
Dc_8(p)=Dc1_8;

%Tiempo de vida del receptor operando en la planta
anos_max_8(p)=tr(p)/2691

%Cálculo del daño por fluencia caso 1 y 16 horas de almacenamiento
At1_16=2712*30; %Número de horas de funcionamiento para la central con 16 horas
almacenamiento
%Expresión (3.6)
Dc1_16=[At1_16./tr1];
Dc_16(p)=Dc1_16;

%Tiempo de vida del receptor operando en la planta
anos_max_16(p)=tr(p)/2712

%Procedimiento para el segundo caso
elseif Tension(p)<2*Sy
syms a
%Se aplica el Método de Neuber (Expresión 3.8)
Tension_eq(p)=vpasolve
((Tension(p)).*Deformacion(p)==(a^2/E)+a*(a/K)^(1/n),a,[1,inf]);
Tension_eq_final(p)=Tension_eq(p);
%Se aplica el modelo de Bailey-Norton (Expresión (3.10))
Tension_relax2(p)=[(Tension_eq(p)-(E.*(((Tension_eq(p)./E).^(1-nr))-(1-
nr)*A*(E^nr)*(exp(-Q./(R.*Tee(p))))*((t_estab^(m+1))/(m+1))).^(1/(1-nr))))];
Tension_relax_final(p)=Tension_relax2(p);
%Expresion (3.8)
Tension_creep2=Tension_eq(p)-Tension_relax2(p);
Tension_creep_final(p)=Tension_creep2;
%Se utiliza la parametrización de Mendelson-Roberts-Manson
logtr2=B0+(B1./Tee)+B2*log10(Tension_creep2.*(10^-
6)))+(B3./Tee).*log10(Tension_creep2.*(10^-6));
tr2=[10.^logtr2(p)];
tr_dias2=tr2/24;
tr_anos2=tr_dias2./365;
At2=2710*anos; %Número de horas de funcionamiento para la central sin
almacenamiento

```

%Expresión (3.6)

$Dc2 = At2 ./ tr2$

$Dc(p) = Dc2;$

%Tiempo de vida del receptor operando en la planta

$tr(p) = tr2$

$anos_max(p) = tr(p) / 2710$

%Cálculo del daño por fluencia caso 2 y 8 horas de almacenamiento

$At2_8 = 2691 * 30;$ %Número de horas de funcionamiento para la central con 8 horas
almacenamiento

%Expresión (3.6)

$Dc2_8 = [At2_8 ./ tr2];$

$Dc_8(p) = Dc2_8;$

%Tiempo de vida del receptor operando en la planta

$anos_max_8(p) = tr(p) / 2691$

%Cálculo del daño por fluencia caso 2 y 16 horas de almacenamiento

$At2_16 = 2712 * 30;$ %Número de horas de funcionamiento para la central con 16 horas
almacenamiento

%Expresión (3.6)

$Dc2_16 = [At2_16 ./ tr2];$

$Dc_16(p) = Dc2_16;$

%Tiempo de vida del receptor operando en la planta

$anos_max_16(p) = tr(p) / 2712$

%Procedimiento para el tercer caso

elseif $2 * Sy < Tension(p)$

syms **b**

%Se aplica el Método de Neuber (Expresión 3.9)

$Tension_eq3(p) = vpsolve$

$(0.5 * 0.5 * Tension(p) .* Deformacion(p) == (b^2 / E) + b * (b / Kp)^(1 / np), b, [1, inf]);$

$Tension_eq_final(p) = Tension_eq3(p);$

%Se aplica el modelo de Baiey-Norton (Expresión (3.10))

$Tension_relax3(p) = [(Tension_eq3(p) - (E .* (((Tension_eq3(p) ./ E)^(1 - nr)) - (1 - nr) * A * (E^nr) * (exp(-Q ./ (R .* Tee(p)))) * ((t_estab^(m + 1)) / (m + 1)))^(1 / (1 - nr))))];$

$Tension_relax_final(p) = Tension_relax3(p);$

%Expresion (3.8)

$Tension_creep3 = Tension_eq3(p) - Tension_relax3(p);$

$Tension_creep_final(p) = Tension_creep3;$

%Se utiliza la parametrización de Mendelson-Roberts-Manson

$logtr3 = B0 + (B1 ./ Tee) + B2 * log10(Tension_creep3 .* (10^-6)) + (B3 ./ Tee) .* log10(Tension_creep3 .* (10^-6));$

$tr3 = 10.^{logtr3(p)};$

$tr_dias3 = tr3 ./ 24;$

```

tr_anos3=tr_dias3./365;
At3=2710*anos; %Número de horas de funcionamiento para la central sin
almacenamiento
%Expresión (3.6)
Dc3=At3./tr3;
Dc(p)=Dc3;

%Tiempo de vida del receptor operando en la planta
tr(p)=tr3
anos_max(p)=tr(p)/2710

%Cálculo del daño por fluencia caso 3 y 8 horas de almacenamiento
At3_8=2691*30; %Número de horas de funcionamiento para la central con 8 horas
almacenamiento
%Expresión (3.6)
Dc3_8=[At3_8./tr3];
Dc_8(p)=Dc3_8;

%Tiempo de vida del receptor operando en la planta
anos_max_8(p)=tr(p)/2691

%Cálculo del daño por fluencia caso 3 y 16 horas de almacenamiento
At3_16=2712*30; %Número de horas de funcionamiento para la central con 16 horas
almacenamiento
%Expresión (3.6)
Dc3_16=[At3_16./tr3];
Dc_16(p)=Dc3_16;
%Tiempo de vida del receptor operando en la planta
anos_max_16(p)=tr(p)/2712

end
end

```